Northern Oil and Gas Annual Report 2003

The management of oil and gas resources on Crown lands north of 60° N. latitude in the Northwest Territories, Nunavut and the northern offshore is a federal responsibility carried out by the Northern Oil and Gas Directorate of the Department of Indian Affairs and Northern Development.

Petroleum resources management on Crown lands is exercised under federal legislation. *The Canada Petroleum Resources Act* and its regulations govern the granting and administration of Crown exploration and production rights and set the royalty regime. *The Canada Oil and Gas Operations Act* governs the regulations of petroleum operations and associated benefits requirements. Land, royalty and benefit matters are managed by the department on behalf of the Minister of Indian Affairs and Northern Development while the National Energy Board takes the lead role in approval of operations.

Information on the northern oil and gas regime may be found on the web at: http://www.ainc-inac.gc.ca/oil

Indian and Northern Affairs Canada

Affaires indiennes et du Nord Canada

Canada

Published under the authority of the
Honourable Andy Mitchell, P.C., M.P.
Minister of Indian Affairs and Northern Development
Ottawa, 2004

© Minister of Public Works and Government Services, Canada

Ce document est également publié en français sous le titre :
Pétrole et gaz du Nord – Rapport annuel 2003

QS-8509-040-EE-A1
R71-47/2003E-pdf
0-662-37004-X

Message from the Honourable Andy Mitchell, P.C., M.P.
Minister of Indian Affairs and Northern Development

Canada's North is poised to become a key supplier of secure energy to North American markets for years to come. Oil and gas activity is back in the North, with exploration companies having already spent nearly $1 billion over the last five years, and we are encouraged by their plans to extend exploration activity into the future.

The development of the North's oil and gas resources will generate important economic, fiscal and social benefits to the territories, and have positive effects on production, employment, and income. Development will also be greatly enhanced by building a gas pipeline to Canada's Arctic. The government of Canada is responding to increasing oil and gas activity by investing in scientific research to educate and raise awareness among Canadians that development will not occur at the expense of our environment.

Northern sustainable economic development is a shared federal-territorial responsibility, in partnership with Aboriginal organizations, industry, and other key players. Northerners and Canadians from coast to coast to coast will benefit from an improved northern economy.

I am pleased to report that overall activity levels by the oil and gas sector in the North were generally sustained through 2003 and continued to provide employment and business opportunities to remote communities in the North, as well as rewarding industry with a number of exploration successes.

I invite you to consult this report for details on the exploration and development of Canada's northern oil and gas resources over the past year.

In accordance with section 109 of the Canada Petroleum Resources Act, *I am pleased to table before Parliament this annual report on the administration of oil and gas in the Northwest Territories, Nunavut and the northern offshore for the year ending December 31, 2003.*

May 5, 2004

Canada's Frontier Lands

Area under the responsibility of the Minister of Indian Affairs and Northern Development

Table of contents

NORTHERN OIL AND GAS ACTIVITIES 7
Highlights 7
Oil and gas fundamentals and significance for northern operations 7
Table: Commodity prices 8
Oil and gas resources 8
Table: Discovered resource inventory 9

OIL AND GAS MANAGEMENT 11
Rights Issuance 11
Table: Exploration licences issued as a result of Calls for Bids 11
Table: Land disposition (in hectares) 12
Table: Land disposition interest type 12
Interests Issued in 2003 13
Administration of Interests 13
Exploration licences 13
Security Deposits Being Administered 13
Benefits 13
Table: Exploration licences 14
Environmental Considerations 15
Consultations 15
Environmental Studies Research Funds (ESRF) 15

EXPLORATION ACTIVITY IN THE NORTH 17
Northern Operations 17
Southern Northwest Territories 17
Figure: Wells drilled 18
Figure: Aggregated gas production (southern NWT) 19
Central Mackenzie Valley 19
Beaufort Sea-Mackenzie Delta Basin 20
Nunavut, the northern offshore and eastern Arctic offshore 20

DEVELOPMENT AND PRODUCTION 21
Table: Oil and gas production 21
Central Mackenzie Valley 22
Norman Wells 22
Mackenzie Delta 22
Ikhil 22
Southern Northwest Territories 22
Pointed Mountain 22
Paramount Fort Liard 22

Chevron Fort Liard 23
Canadian Natural Resources Limited Fort Liard 23
Paramount Southeast Fort Liard 23
Paramount Cameron Hills 23
Map: Producing fields – southern Northwest Territories 24
Table: Drilling statistics – 2003 25

ROYALTIES 27
Regulatory amendments 27
Electronic royalty infrastructure 27
Table: Oil and gas revenues 27
Audits and assessments 28

FURTHER INFORMATION 29
Northern Oil and Gas Directorate 29
Other Sources of Information 30

105-07483/

NORTHERN OIL AND GAS ACTIVITIES

Highlights

This year saw a burst of drilling activity in the southern Northwest Territories underlining the potential for sustained interest by the oil and gas industry in this region. Further north, exploration efforts in the Colville Hills area of the central Mackenzie Valley were encouraging. Of note, was the announcement of two successful gas wells on private Sahtu lands owned and managed by Aboriginal people. This bodes well for future activity leading towards development.

The announcement of a gas discovery resulting from the renewed drilling effort in the Mackenzie Delta points to the immense potential of this region to sustain and build gas flows through a future Mackenzie Valley gas pipeline. The pipeline came one step closer to realization with the June release of the *Preliminary Information Package* for a Mackenzie Gas Project conceived by a consortium of oil and gas companies. This plan is serving to prime the regulatory process in anticipation of a future application.

Development drilling on two fields in the southern Northwest Territories saw the return of one gas field to production and the start-up of new oil production at Cameron Hills. At year-end gas was being produced from six gas fields and oil from two oil fields north of 60. Major volumes of oil continued to flow into Alberta through the Enbridge Pipeline from Norman Wells, still one of the leading Canadian oil fields in terms of remaining resources. Gas was flowing from five fields in the Northwest Territories through three trans-border pipelines into Alberta and British Columbia. New oil from Cameron Hills was mingled with gas in a pipeline running from the Cameron Hills in the southern Northwest Territories to northern Alberta. Although overall production volumes were somewhat down over last year, royalty receipts climbed significantly, thanks to high commodity prices.

Oil and gas fundamentals and significance for northern operations

Average prices for natural gas during 2003 were nearly double the previous year with the average Alberta contract price remaining above $5 per gigajoule (GJ) with the monthly average for March reaching $8.45. Prices were sustained throughout the summer by efforts to rebuild storage levels after the preceding winter. The Alberta market closed the year with prices rising above the $6 level into 2004.

Oil prices also remained relatively high throughout the year. The average price of Canadian crude at Edmonton averaged $274.1 per cubic metre ($m^3$) for the year, eight percent higher than 2002. With oil prices remaining relatively high there was less incentive through the year for consumers to switch from natural gas thus keeping gas demand and prices high.

The 2003 drilling season in western Canada is expected to have set a record for number of wells drilled (Canadian Association of Drilling Contractors, news release October 20, 2003). Drilling appears to remain over-

whelmingly gas-directed but the increased number of wells is largely due to wells being drilled to shallow targets with smaller reserves. These require less time to drill and cost less. In the face of this frenetic activity, the potential for discovery and development of larger gas pools in the North is increasingly attractive despite higher individual well costs.

Despite increased drilling and domestic demand Canadian natural gas production declined 3.8 percent from the pervious year with exports to the United States declining by 5.8 percent (Statistics Canada, *The Daily*, February 2004). This decline contrasted with an overall increase in oil production, mainly from increasing oil sands development in Alberta. Increasing demand for natural gas for oil sands development will remain a factor in supporting gas prices in western Canada where most northern gas production is sold.

The 2003 report by the National Energy Board (NEB) *Canada's Energy Future - Scenarios for Supply and Demand to 2025* anticipates production from a Mackenzie Valley pipeline system by 2010 with expansion as early as 2015. By 2025 the North should be supplying between 10 and 15 percent of Canada's gas production, if the pipeline proceeds on schedule. However, the NEB report also pointed to significant uncertainty regarding discoveries of new natural gas supplies to take the place of declining production from the Western Canada Sedimentary Basin over the next two decades. Both conventional gas from frontier regions and unconventional supply (such as Coal Bed Methane) entails greater uncertainty. A drive to diversify supply options in response to such uncertainty is facilitated by prices sustained at today's levels, and should certainly include enhanced investment in northern exploration and development.

Commodity prices

	January 2003	December 2003	Average 2003
Oil — C$ per m^3 (average at Edmonton)	316.65	259.33	274.10
Gas — C$ per GJ (average AECO)	6.04	5.32	6.31

Source: Natural Resources Canada

Oil and Gas Resources

Canada's Northwest Territories, Nunavut, and Arctic Offshore host an estimated 33 percent of Canada's remaining conventionally recoverable resources of natural gas and 25 percent of the remaining recoverable light crude oil (Drummond Consulting, 2002 — unpublished report).

Potential natural gas resources are roughly split between the Northwest Territories (2.3×10^{12} m^3 or 82 trillion cubic feet — tcf) and Nunavut (2.0×10^{12} m^3 — 71 tcf). (These numbers include the portion lying beneath offshore waters adjacent to the territories.) The Northwest Territories has an ultimate potential for crude oil estimated at 0.9×10^9 m^3 (5.7 billion barrels) and Nunavut has a potential of 0.43×10^9 m^3 (2.7 billion barrels). Northern regions proven to be rich in both discoveries and potential are the Beaufort Sea-Mackenzie Delta Basin, the Sverdrup Basin of the Arctic Islands, the central Mackenzie Valley, and the Liard Basin in the southern Northwest Territories. While all these regions have

Discovered resource inventory

Region	Crude oil 10^6 m^3	Million barrels	Natural gas 10^9 m^3	Trillion cubic feet
Northwest Territories	70.5	(443)	178.3	(6.3)
Nunavut	0.9	(6)	190.7	(6.7)
Arctic Offshore	193.0	(1214)	506.5	(17.9)
Total	264.4	(1663)	875.5	(30.9)

Compiled from several published sources which may underestimate or overestimate actual field resources

good potential and have seen significant exploration and discovery, they remain underexplored.

Although remote from most existing production infrastructure, the most accessible of these potential resources lie between the border with the provinces at 60 degrees north (60°N) and the Beaufort Sea in a broad corridor running between the Rocky Mountains and the Canadian Shield. This region, comprising much of the Northwest Territories and adjacent Arctic offshore, is estimated to contain 49 percent of the recoverable gas and 58 percent of the oil in northern Canada with the Beaufort Sea-Mackenzie Delta Basin by far the largest potential contributor.

North of 60, the southern Northwest Territories is currently the largest producer of natural gas and the Norman Wells oil field in the central Mackenzie Valley continues to be the major oil producer. In the Beaufort Sea-Mackenzie Delta Basin, major gas fields at Taglu, Parsons Lake, and Niglintgak are the expected anchor fields for the Mackenzie Valley gas project. Some 50 other discoveries in this basin have potential for subsequent development, including Amauligak, a major offshore discovery of both oil and gas. The Mackenzie Delta also has potential non-conventional natural gas resources in the form of natural gas hydrates. Large accumulations of hydrate exist beneath the permafrost on the Mackenzie Delta: these hold quantities of methane estimated to greatly exceed the conventional natural gas potential in the basin. Gas hydrates have been the object of a multi-year international scientific investigation. While this resource has yet to be proven commercially viable, recent research at the Mallik well site is assessing the production potential.

Although not currently under consideration for conventional development because they are so remote, resources in the Arctic Islands are comparable in natural gas potential to the Beaufort Sea-Mackenzie Delta region. The most promising discoveries are those in the Sverdrup Basin, where past exploration efforts have proven the existence of major gas fields at Drake Point and nearby Hecla with combined resources of 182 x 10^9 m^3 (6.5 tcf).

OIL AND GAS MANAGEMENT

Rights Issuance

The department provides industry with an annual opportunity to obtain exploration rights in the Northwest Territories and areas of Nunavut and the northern offshore. The exploration rights are made available on terms prescribed under the *Canada Petroleum Resources Act* and supported by northerners.

A Call for Nominations has preceded each Call for Bids. The Call for Nominations enables industry to specify blocks of land that are of interest. The Department of Indian Affairs and Northern Development consults with Aboriginal groups to ensure that their views are considered in the rights issuance process.

Crown rights are issued pursuant to an open, competitive bidding process. A single bid evaluation criterion is used to determine the successful bidder. Typically, the criterion is the dollar value of the work proposed during the first period of the licence. A work requirement for one well to be drilled during the first period of the licence in order to continue the licence to the second period is also a typical condition.

In accordance with the provisions of land claims settlement agreements, the department seeks the views of Aboriginal communities and organizations prior to rights issuance on the terms and conditions of the issuance and related matters. The department is also working towards establishing measures that would meet the needs and provide economic opportunities for those areas without a land claim settlement, primarily in the southern Northwest Territories.

Calls for Nominations were launched late in 2002 with closing dates in December 2002 and January 2003 for three areas, that is, the

Exploration licences issued as a result of Calls for Bids

Region	Number and date of licences issued	Licence time-limit (in years)
Southern NWT (Fort Liard)	8—Jan. 1995	7 (4+3)
	6—April 1996	7 (4+3)
Central Mackenzie Valley	8—May 1995	9 (5+4)
	6—Mar. 1996	9 (5+4)
	7—May 1997	8 (4+4)
	6—Aug. 2000	8 (4+4)
	5—Sept. 2001	8 (4+4)
	1—May 2003	8 (4+4)
Beaufort Sea/Mackenzie Delta	4—Sept. 1999	9 (5+4)
	9—Aug. 2002	9 (5+4)
	2—May 2002	9 (5+4)

Central Mackenzie Valley, the Beaufort Sea-Mackenzie Delta, and Arctic Islands of Nunavut and surrounding offshore areas.

On January 07, 2003, the Call for Nominations for the Beaufort Sea-Mackenzie Delta area closed and no nominations were received. Nunavut's Arctic Islands Call for Nominations closed on January 14, 2003 and again, no nominations were received. The Central Mackenzie Valley Call for Nominations which closed in December 2002, received one nomination. The parcel was posted in the subsequent Call for Bids which closed on May 27, 2003. On May 28, 2003, the successful bidder was announced and exploration licence number 421 (EL421) was issued.

At calendar year-end (2003) we were waiting for the January 30, 2004 close of nominations for the three northern areas. Any parcels nominated would be subject to a Call for Bids launched in early February which would remain open for the statutory minimum of 120 days.

Land disposition (in hectares)

Region	Exploration licences	Production licences	Significant discovery licences	Total
Arctic Islands	0	1,224	332,882	334,106
Beaufort Sea	745,467	16,618	171,450	933,535
Eastern Arctic Offshore	931,640	0	11,184	1,805,324[1*]
Hudson Bay	0	0	0	126,376[2*]
Mackenzie Delta	1,006,233	2,506	109,937	1,118,676
Mackenzie Valley	1,796,187	31,271	83,401	1,939,650[3*]

*Former Permits and/or Pioneer Leases.
1 Includes 862,500 hectares in restricted area/under former rights.
2 Includes 126,376 hectares in restricted area/under former rights.
3 Includes 28,791 hectares under former rights.

Land disposition interest type

Region	Exploration licences	Production licences	Significant discovery licences	Former rights*
Arctic Islands	0	1	20	0
Beaufort Sea	3	1	31	0
Eastern Arctic Offshore	1	0	1	30
Hudson Bay	0	0	0	8
Mackenzie Delta	12	1	34	0
Mackenzie Valley	23	16	29	17

*Former Permits and/or Pioneer Leases.

Interests Issued in 2003

One new exploration licence was issued as a result of a successful Call for Bids in the Central Mackenzie Valley, EL421 to Canadian Forest Oil Ltd.

A significant discovery licence was issued to Paramount (SDL122) in the Fort Liard area, southern Northwest Territories from the lands formerly held under exploration licence EL369.

Two additional production licences (PL 017 and PL018) for the Cameron Hills area of the Northwest Territories were issued to Paramount Resources Ltd. These two brought to six the number of production licences issued for the Cameron Hills area in the last two years.

Administration of Interests

Exploration licences

There were 40 exploration licences active at the end of 2003. This includes those exploration licences for which significant discovery licences have been applied pending the National Energy Board's (NEB) decision or decisions on the application for significant discovery declaration(s) (SDD) based on the exploratory work conducted. The NEB reviews the data submitted by the applicant in support of its application for the SDD.

Each exploration licence issued as a result of a Call for Bids, requires the interest holder to submit 25 percent of the work expenditure bid as a deposit. Tenure to Period 2 of the term requires the completion of a well in Period 1. During Period 2 of the term, rentals are paid.

Both the work deposit required for Period 1 and the rentals in Period 2 are refundable upon completion and approval of the work undertaken on the licence. Administration of the deposits includes the application of the allowable expenditures which are submitted as exploratory work is completed. Deposit administration is ongoing throughout the year as new deposits are received for the rentals due in Period 2 and/or amendments are made with respect to those already in the system.

Security deposits being administered

Refundable work deposits of Period 1 (refunded at 1 for each $4 spent) = **$173 million** ±
Refundable rentals of Period 2 (refunded at 1 for each $1 spent) = **$11 million** ±

Benefits

The oil and gas sector continued to demonstrate its potential to become an important component of the northern economy. Substantial levels of exploration and development activity near Fort Liard and in the Cameron Hills and, to a lesser extent, in the Mackenzie Delta and central Mackenzie Valley have created significant employment, training, and procurement opportunities for northerners and northern firms. The Colville Lake area continued to see significant oil and gas exploration activity. In particular, Fort Liard has experienced high

Exploration licences

Licence number	Land area (in ha)	Representative[1]	Issue date (y.m.d)	Well to be drilled by (y.m.d)		Expiry date (y.m.d)	Work bid amount (in $)
Eastern Arctic Offshore							
EL297[2]	931,640	CanNat Resources Inc.	1998.07.14	2007.07.14		2007.07.14	
Beaufort Sea/Mackenzie Delta							
EL317[3]	175,810	Talisman Energy Inc.	1986.10.05	n/a		n/a	n/a
EL329[3]	349,982	BP Canada Energy Res.	1987.09.05	n/a		n/a	n/a
EL384[4]	86,685	Encana West Ltd.	1997.01.06	2006.01.05		2006.01.05	—
EL385[4]	128,327	Encana West Ltd.	1997.01.06	2006.01.05		2006.01.05	—
EL393	72,474	Burlington Resources Can.	1999.09.18	2004.09.17		2008.09.17	35,550,000.00
EL394	73,155	Burlington Resources Can.	1999.09.18	2004.09.17	√	2008.09.17	42,375,000.00
EL403	75,650	Shell Canada	2000.08.15	2005.08.14		2009.08.14	35,000,000.00
EL404	73,608	BP Canada Energy Res.	2000.08.15	2005.08.14		2009.08.14	76,675,288.00
EL405	76,307	Petro-Canada	2000.08.15	2005.08.14	√	2009.08.14	46,454,620.66
EL406	72,523	Petro-Canada	2000.08.15	2005.08.14	√	2009.08.14	81,876,595.88
EL407	71,515	Anadarko Canada Corp.	2000.08.15	2005.08.14		2009.08.14	2,421,350.84
EL417	18,912	Chevron Canada	2002.05.14	2007.05.13		2011.05.13	13,200,000.00
EL418	37,436	Devon ARL Corp.	2002.05.14	2007.05.13		2011.05.13	1,100,000.00
EL419[5]	147,822	Petro-Canada	2002.04.18	2004.09.17	√[7]	2008.09.17	105,293,760.00
EL420[5]	338,469	Devon ARL Corp.	2002.08.15	2005.08.15		2009.08.14	224,069,655.56
Mainland — Southern Northwest Territories							
EL365[6]	20,635	Canadian Forest Oil Ltd.	1995.01.23	1999.01.22	√	2002.01.22	1,500,000.00
EL369[6]	25,737	Paramount Resources	1995.01.23	1999.01.22	√	2002.01.22	8,765,580.00
EL380[6]	25,606	Canadian Forest Oil Ltd.	1996.04.10	2000.04.09	√	2003.04.09	2,200,000.00
EL381[6]	15,422	Paramount Resources	1996.04.10	2000.04.09	√	2003.04.09	6,250,000.00
EL382[6]	25,335	Paramount Resources	1996.04.10	2000.04.09	√	2003.04.09	1,100,000.00
EL383[6]	25,515	Paramount Resources	1996.04.10	2000.04.09	√	2003.04.09	1,224,400.00
Mainland — Central Mackenzie Valley							
EL373	99,560	Devlan Exploration	1996.03.27	2001.03.26	√	2005.03.26	1,226,000.00
EL374	139,890	Devlan Exploration	1996.03.27	2001.03.26	√	2005.03.26	1,042,000.00
EL386	117,650	Devlan Exploration	1997.05.05	2001.05.04	√	2005.05.04	1,072,000.00
EL391	31,967	Northrock Resources Ltd.	1997.05.05	2001.05.04	√	2005.05.04	4,000,000.00
EL392	23,652	Encana West Ltd.	1997.05.05	2001.05.04	√	2005.05.04	8,466,460.00
EL397	134,565	Northrock Resources Ltd.	2000.08.01	2004.07.31		2008.07.31	16,580,000.00
EL398	133,480	Encana West Ltd.	2000.08.01	2004.07.31		2008.07.31	1,000,000.00
EL399	120,496	Apache Oil	2000.08.01	2004.07.31		2008.07.31	8,400,000.00
EL400	118,060	Cdn Natural Resource Ltd.	2000.08.01	2004.07.31	√	2008.07.31	17,500,000.00
EL401	128,584	EOG Resources Can. Inc.	2000.08.01	2004.07.31	√	2008.07.31	12,750,000.00
EL402	128,718	Devon ARL Corp.	2000.08.01	2004.07.31		2008.07.31	1,243,789.00
EL412	68,772	Canadian Forest Oil Ltd.	2001.09.18	2005.09.17		2009.09.17	1,867,911.00
EL413	80,464	Devlan Exploration	2001.09.18	2005.09.17		2009.09.17	2,000,000.00
EL414	84,880	Apache Oil	2001.09.18	2005.09.17		2009.09.17	10,750,000.00
EL415	83,216	Hunt Oil	2001.09.18	2005.09.17		2009.09.17	1,260,000.00
EL416	80,510	Northrock Resources Ltd.	2001.09.18	2005.09.17		2009.09.17	1,526,430.00
EL421	79,668	Canadian Forest Oil Ltd.	2003.05.28	2007.05.28		2011.05.28	1,108,650.00

1 These representatives are current to date of draft i.e. March 2004.
2 Amended per s. 26(4) of the CPRA, originally issued pursuant to the Canada Oil and Gas Land Regulations.
3 Under work prohibition orders.
4 Land exchange for Cape Bathurst former permits.
5 Consolidation per s. 25(3) of the CPRA.
6 Continued in force pursuant to s. 27 of the CPRA.
7 Note that on consolidated licences, one well may not be sufficient to hold all lands in the licence, depending on the terms of consolidation.
√ Well requirement met as of year-end. The drilling of one exploratory or delineation well prior to the end of Period 1 of the term is a condition precedent to obtaining tenure to Period 2.

levels of employment and business contracting as a result of continued and new oil and gas exploration and development. Although exploration activity has decreased, northerners and northern firms have continued to respond positively and benefit from the opportunities arising from oil and gas activity. When oil and gas exploration and development are undertaken in northern Canada, the proponent must ensure full and fair access to employment, training, and business opportunities for northerners and northern businesses, and give first consideration to qualified individuals residing in regional communities. The seasonal nature of employment fits well with the dual aspects of the traditional and wage economy of many communities.

In 2001, the department's Yellowknife-based Petroleum Development Division assumed the lead responsibility for the administration of benefits plans in the Northwest Territories, and has continued working closely with the Northern Oil and Gas Directorate to complete the transition. Division staff continued to meet with the Inuvialuit, First Nations, and northern communities to better understand their benefits issues and concerns and to increase public understanding of the *Canada Oil and Gas Operations Act* (COGOA) benefits plan requirement. The Petroleum Development Division has also begun to play a greater role in rights issuance consultations with affected northern communities.

Environmental Considerations

Consultations

Before issuing a Call for Nominations, consultations are held with northern Aboriginal groups to identify areas of environmental sensitivity, including ones holding special interest for cultural or spiritual reasons. The Department of Indian Affairs and Northern Development also consult with other federal departments and territorial government agencies. Environmental considerations play an important role when issuing land use permits, water licences, and all work authorizations. The terms and conditions of a Call for Nominations and Bids reflect the results of this consultation process.

Environmental Studies Research Funds (ESRF)

Under the *Canada Petroleum Resources Act*, the ESRF finances environmental and social studies related to the exploration and development of oil and gas resources on frontier lands.

Continuing with the resurgence of oil and gas activity in the North, as well as forecasting the need for continuing state of the art research, the ESRF Management Board continued their study program for 2003, funded by a levy agreed to by industry representatives and approved by the minister. Funds raised totalled $527,000 for 2003.

The 2003 ESRF study program funded a number of programs, including the following:

- The assessment of potential effects of exploration activity on ringed and bearded seals in the near shore area of the eastern Beaufort Sea.

- A study to determine the effects of seismic exploration on breeding migratory birds and their habitats in the Kendall Island Bird Sanctuary.
- A Geographical Information Systems analysis and mapping project to integrate survey data on waterfowl and aquatic birds in the Mackenzie Delta.
- A continuation of the waste discharges study of last year, where a technical advisory team, consisting of industry, consultants, the Inuvialuit, and government, undertook a workshop in the North which will assist the development of guidelines and best practices for sumps in the Mackenzie Delta.
- The assessment of the effectiveness of fish deterrents for use under ice in the Mackenzie Delta.
- In the Liard Plateau area of the southern Northwest Territories, a study to assess the impacts of seismic lines on forest songbirds.

The ESRF is managed by the National Energy Board on behalf of the minister. Further information may be obtained from the ESRF website at www.esrfunds.org.

EXPLORATION ACTIVITY IN THE NORTH

Northern Operations

Expenditures on oil and gas activities totalled $182 million in 2003. This total includes estimated costs for exploration, delineation and development drilling, well completion and abandonment, and geophysical and geological programs. Despite a strong drilling season in the southern Northwest Territories, the marked reduction in geophysical seismic acquisition in the Mackenzie Delta over this last year resulted in lower overall expenditure than in 2002.

Twenty-seven new wells were commenced in 2003, a marked increase over 2002. However, total metres drilled almost doubled to 52,725 metres. The bulk of this new drilling occurred in southern Northwest Territories where a total of 19 new wells were drilled, including eight exploratory, eight delineation and three production wells.

Drilling operations commenced on January 10, 2003 in the southern Northwest Territories after a late freeze and on February 7 in the Mackenzie Delta. Winter well operations ended on April 8 in the southern Northwest Territories, but resumed after spring break-up at locations serviced by all season roads. Drilling operations continued until April 21 on the Mackenzie Delta. After a relatively warm December, no new wells had been spudded by year-end.

Only 12 geophysical and geological programs were authorized by the National Energy Board in 2003. This was down from 30 the previous year. This total comprised five seismic acquisition programs totalling 586 kilometres of two-dimensional and 194 square kilometres of three-dimensional seismic, four geological and geochemical sampling programs, two geotechnical programs and one seismic reprocessing program which involved no field component.

Southern Northwest Territories

The Fort Liard area saw a major jump in exploratory drilling with 11 exploratory and two development wells drilled. Two exploratory wells were drilled in the foothills west of Fort Liard. Wells in this region generally target the middle Devonian Manetoe Dolomite which form the reservoir in the Liard and Pointed Mountain Fields. Anadarko Liard P-16 was plugged and suspended at 3118.9 metres. This well drilled to a bottom hole location in EL380, east of Chevron's Liard field. On EL381, some five kilometres southwest of Fort Liard, Canadian Forest Oil drilled Mount Coty 2K-02 well to a total depth of 4731.6 metres. Two development wells were also drilled: Chevron et al. Liard 2K-29 on the Liard Field and Canadian Natural Resources at North Liard 3P-66B. Both wells were completed as gas producers.

An eight well exploratory and delineation program was conducted by Anadarko east of the Liard River on EL383. This eastern flank of the Liard Basin brings the Slave Point to within drillable depth along the trend of the north-south Bovie Fault. Five of

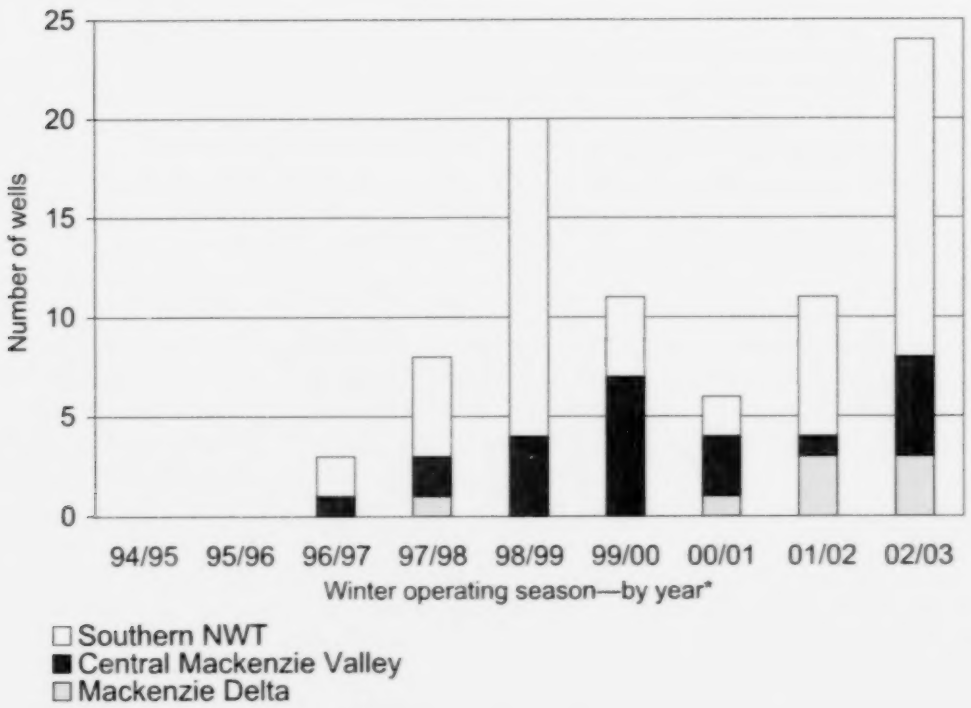
the wells were drilled to this target and the remaining three to shallower targets further west. The company reports significant success from this program and has applied for four significant discovery declarations.

At year-end, two wells — Anadarko Arrowhead River F-56 and K-35 — had to be suspended, pending resumption in the coming year. Two further exploratory wells — Anadarko West Bovie I-76 and Paramount et al. Mackay Lakes K-36 — were drilled on EL382 in the central Liard Basin.

Paramount continued a development drilling program at the Cameron Hills. Between January and March 2003 the company drilled six additional development and production wells all to target depths between 1450 and 1600 metres. By year-end, Paramount et al. Cameron H-58 had been brought on stream as a gas well, and Cameron F-73 and K-74 as oil producers.

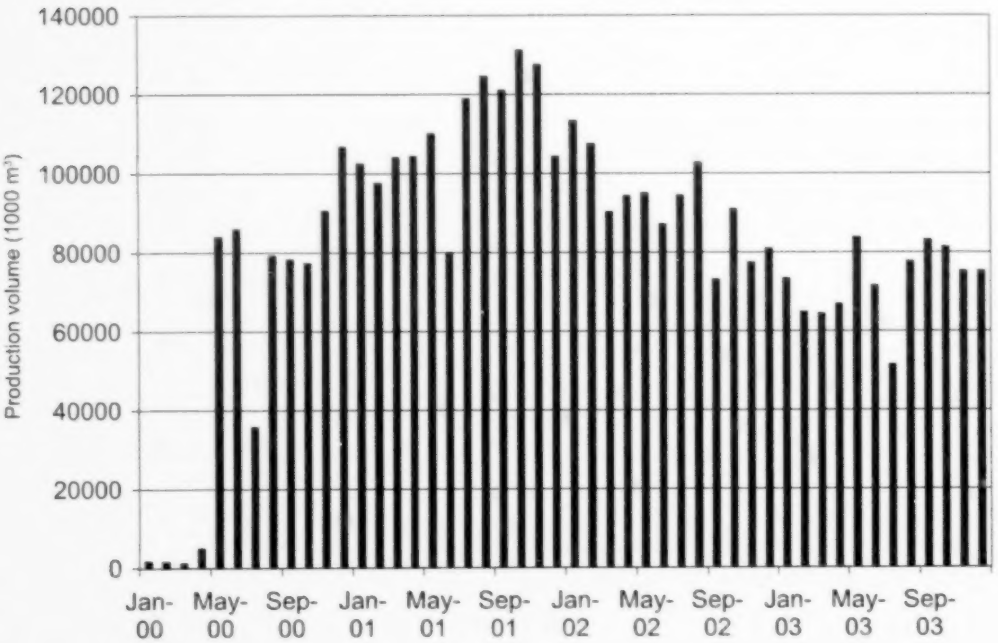
The southern Northwest Territories saw a major decline in seismic acquisition programs over the previous year. Only one three-dimensional seismic program covering 77 square kilometres was shot by Trace Exploration over Paramount's Cameron Hills licences. This program was directed at field development: no exclusive or non-exclusive exploratory seismic programs were conducted elsewhere in the southern Northwest Territories.

Wells drilled



*Excludes Norman Wells development drilling

Aggregated gas production (southern NWT)



Central Mackenzie Valley

The Colville Hills area of the Sahtu region covers a regionally extensive and proven gas play in Cambrian sandstones. Canadian Natural Resources drilled two exploratory wells on EL400 northwest of the existing discovery at Bele held by significant discovery licence SDL023. Both wells, Behdzia Youh O-52 and Belleh Dukeh D-63, drilled to 1540 and 1570 metres respectively were reported as unsuccessful and subsequently plugged and abandoned.

Further east, on Sahtu private lands held under a concession agreement, Paramount and Apache drilled two exploratory wells at Nogha C-49 and M-17 to depths between 1400 and 1500 metres. Both wells were completed as gas wells in the Cambrian Mount Clarke Formation.

Elsewhere, Devlan drilled one well on EL386. Devlan Vintage Tree River C-36 was drilled to 1876 metres, plugged and suspended.

Apache conducted two exclusive seismic programs using Trace Exploration: a reconnaissance two-dimensional seismic program of 157 kilometres was conducted at Lac Maunoir on EL399 in the Colville Hills and, subsequently through August and September, a heli-portable seismic two-dimensional program of 60 kilometres was undertaken at Turton Lake on EL414.

Beaufort Sea-Mackenzie Delta Basin

Three new exploratory wells were drilled on the Mackenzie Delta. Chevron Canada Resources announced a gas discovery at its North Langley K-30 well drilled to 1395.3 metres on EL394. The well encountered commercial quantities of natural gas flowing 510 x 10^3 m^3 (18 mmcf per day) on a restricted choke.

Petro-Canada and Devon drilled the Nuna I-30 well on EL406 at a location just north of the Parsons Lake field on the Tuktoyaktuk Peninsula. This well was suspended at 3240.3 metres and was not re-entered by year-end. On EL405, Devon drilled Devon et al. Itiginkpak F-29 to 1994.3 metres. The well was then plugged and abandoned.

After an intensive effort to acquire seismic data in 2002, geophysical operations on the Delta were cut back dramatically in 2003. Only two programs were run compared with 15 the previous year. Encana undertook one two-dimensional program of 369 kilometres on EL384 and one three-dimensional program of 117 square kilometres on EL385. Acquisition was contracted to Veri-Illuq.

Other industry activity included two geological field parties into the Richardson Mountains, one geochemical sampling program on the Delta, and one offshore geotechnical program.

Nunavut, the northern offshore and eastern Arctic offshore

No oil and gas exploration was undertaken in Nunavut, nor in the northern or eastern Arctic offshore in 2003.

DEVELOPMENT AND PRODUCTION

At year-end seven oil and gas fields were on production in the Northwest Territories. No fields were producing from Nunavut or offshore Arctic waters. Of the producing fields, four gas fields and one oil and gas field are located in the southern Northwest Territories, the Norman Wells oil field in the central Mackenzie Valley, and the Ikhil gas field on the Mackenzie Delta.

Total natural gas production from the Northwest Territories was 980.4 x 10^6 m^3 in 2003, 18 percent lower than the previous year (see *Aggregated gas production* figure on page 19). The production decline was partly countered by bringing additional wells on-stream at Chevron's Fort Liard field and by Paramount in the Cameron Hills. Production resumed at CNRL Fort Liard at mid-year after a lengthy shut-in, and oil production was established from the Cameron Hills.

Total oil production was 1283.1 x 103 m^3 (8.1 million barrels). Although 98 percent of this production was from the Norman Wells oil field, additional oil production was brought on-stream in the southern Northwest Territories. Paramount's Cameron Hills field is producing oil as well as gas into a mixed phase pipeline connecting to a processing plant just south of 60°N in Alberta.

Oil and gas production

	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Oil Production (thousands of m^3)						
Norman Wells* (G001)	1561.7	1549.1	1434.3	1432.2	1375.4	1254.6
Cameron Hills (G010)	—	—	—	—	1.1	28.5
Total	**1561.7**	**1549.1**	**1434.3**	**1432.2**	**1376.5**	**1283.1**
Gas Production (millions of m^3)						
Norman Wells* (G001)	132.8	126.5	125.6	130.2	123.3	108.6
Pointed Mountain (G003)	25.2	21.0	17.1	9.1	Shut-in	Shut-in
Ikhil (G005)	—	3.3	10.0	13.2	14.8	15.2
Paramount Fort Liard (G006 –"F-36")	—	—	66.3	71.8	38.8	16.5
Chevron Fort Liard (G007 – "K-29)	—	—	490.1	1213.6	834.1	680.3
CNRL Fort Liard (G008 – "P-66A")	—	—	60.1	1.8	Shut-in	9.8
Paramount Southeast Fort Liard (G009 – "N-01")	—	—	—	33.2	61.9	51.1
Cameron Hills (G010)	—	—	—	—	124.1	98.9
Total	**158.0**	**150.8**	**769.2**	**1472.9**	**1197.0**	**980.4**

*Note: Field code "G00X" assigned by the National Energy Board.

Central Mackenzie Valley

Norman Wells
(Field Code G001)

The Norman Wells oil field, operated by Imperial Oil Resources, extends beneath the Mackenzie River at 65°20'N latitude. The oil reservoir is a reef of the Devonian Kee Scarp Formation. The field is the starting point of the Norman Wells oil pipeline. Operated by Enbridge Inc., this 300 mm (12") line runs for 866 kilometres south from the Norman Wells field to Zama, Alberta.

Production in 2003 was 1254.6 x 10^3 m^3 (7.9 million barrels), an eight percent decline over the previous year. By the end of 2003, cumulative production from Norman Wells field reached 34.8 x 10^6 m^3 (215.6 million barrels). Gas produced with the oil is mainly used for plant fuel or re-injected with minor quantities flared. In addition to crude oil, 8.2 x 10^3 m^3 (52 thousand barrels) of natural gas liquids were produced and added to the liquids stream.

Mackenzie Delta

Ikhil
(Field Code G005)

The Ikhil gas field is operated by AltaGas. The field lies in the Mackenzie Delta, 50 kilometres north of Inuvik, Northwest Territories. Originally discovered in 1983, the field remained undeveloped until 1999. The reservoir is in the Taglu sands (Reindeer Formation) of Eocene Age at a depth of about 1100 metres. Gas is delivered through a buried 120 mm (6") pipeline to Inuvik where it is used to generate electricity and fuel source for the town. Production in 2002 was 15.2 x 10^6 m^3 (0.54 billion cubic feet—bcf) with cumulative production totalling 57.5 x 10^6 m^3 (2.031 bcf). The field continues to produce from two wells (K-35 and J-35) with no evidence of water production. Clear annual peaks in production reflect high local demand over the winter months.

Southern Northwest Territories

Pointed Mountain
(Field Code G003)

This field was shut-in in October 2001. The field operator BP Canada Energy re-entered three wells in June of 2003: Pointed Mountain G-62, A-55, and P-53A were abandoned.

Paramount Fort Liard "F36"
(Field Code G006)

This field, operated by Paramount Resources, is located 25 kilometres southeast of Fort Liard, Northwest Territories. Gas is produced from the Mississippian Mattson Formation about 2000 metres below surface. Twenty-four kilometres of 324 mm (12") pipeline (the "Shiha Pipeline") carries the gas south to a processing plant near Maxhamish Lake, British Columbia. Despite the addition of two producing wells (F-36 and O-35) by year-end, production in 2003 was 16.5 x 10^6 m^3 (0.59

bcf) a decline of 57 percent from the previous year, bringing cumulative production to 193.4 x 10^6 m^3 (6.83 bcf) at year-end.

Chevron Fort Liard "K-29" (Field Code G007)

The Liard field, operated by Chevron Canada, is located in the foothills northwest of Fort Liard, Northwest Territories and west of the Liard River. The gas reservoir is the Devonian Nahanni Formation in a foothills structure about 3000 metres below surface. The gas here is slightly sour. Gas flows through a 46 kilometre pipeline to BP Canada Energy's Pointed Mountain facility where it joins the current northern terminus of the west coast pipeline system.

One additional production well, Liard 2K-29 was brought on-stream in April 2003. The field now produces from four wells K-29, 2K-29, M-25, and F-25A. Total field production in 2003 was 680.3 x 10^6 m^3 (24.0 bcf) and cumulative field production to the end of 2003 was 3218 x 10^6 m^3 (113.6 bcf). With the addition of a new producing well, field production at year-end was comparable to rates in 2002.

Canadian Natural Resources Limited Fort Liard "P-66A" (Field Code G008)

The operator returned to the P-66 location in 2003 and drilled the North Liard 3P-66B well. This was brought into production and flowed from June through October. Gas produced totalled 9.8 x 10^6 m^3 (0.35 bcf) but high water production caused the well to be shut-in towards the end of the year.

Paramount Southeast Fort Liard "N-01" (Field Code G009)

Annual production was 51.1 x 10^6 m^3 and rates from the single well in the field showed a 20 percent decline over the previous year. By year-end cumulative production from the field was 146.2 x 10^6 m^3 (5.2 bcf) with some condensate.

Paramount Cameron Hills (Field Code G010)

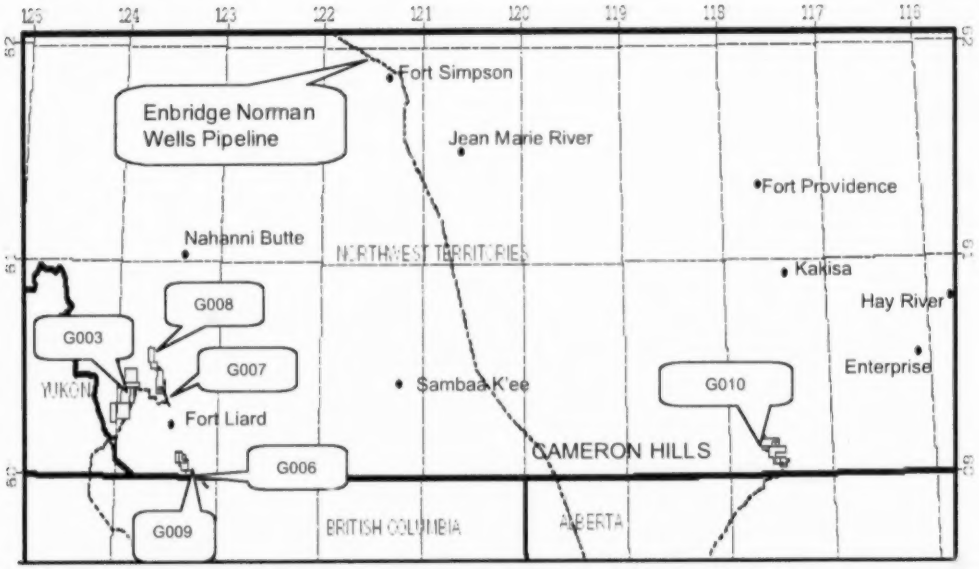
The Cameron Hills are located in the southern Northwest Territories just north of 60°N and west of the Mackenzie Highway. Oil and gas discoveries resulted from a phase of exploratory drilling in the late 1980s and early 1990s. Recently, the field has been the object of a development drilling program by Paramount. In 2003, six new wells were drilled.

Gas production from the field commenced in March 2002. By the end of 2003 four wells (A-73, C-50, N-28, and H-58) were producing gas. One well (J-37) was shut-in in November. Annual gas production was 98.8 x 10^6 m^3 (3.49 bcf) with cumulative production from the field standing at 223 x 10^6 m^3 (7.88 bcf).

Sustained oil production from the field commenced in March 2003. For most of the remainder of the year oil was being produced from four wells (C-74, K-74, H-03, and F-73) with total year-end production at 28,482 m^3 (179,146.1 barrels).

Both gas and oil flow to a small diameter pipeline which runs 15 kilometres to a central processing plant near Bistcho Lake, Alberta.

Producing fields – southern Northwest Territories



Field Name	Field Code	Licences
Pointed Mountain	G003	PPL01-09
Paramount Fort Liard "F-36"	G006	PL07, PL08
Chevron Fort Liard "K-29"	G007	PL09, PL11
Canadian Natural Resources Limited Fort Liard "P-66A"	G008	PL10
Paramount Southeast Fort Liard "N-01"	G009	PL12
Paramount Cameron Hills	G010	PL03-05, PL13-18

Drilling statistics – 2003

Well	Lat.	Long.	Class[1]	Depth (m)	Metres 2003	Begun	Rig release	Status[2]	Rig	Licence[3]
Southern Northwest Territories										
Anadarko Arrowhead River C-55	60.5680	-122.9295	D	3004	2998.9	09-Feb-03	18-Mar-03	P&S	Shehtah4E	EL383
Anadarko Arrowhead River F-56	60.5917	-122.9295	D	2480	2473.1	05-Mar-03	26-Mar-03	P&S	Shehtah5E	EL383
Anadarko Arrowhead River I-75	60.5784	-122.9757	D	2878	2873	25-Jan-03	18-Feb-03	P&S	Shehtah5E	EL383
Anadarko Arrowhead River J-74	60.5598	-122.9814	E	824	819.5	10-Mar-03	16-Mar-03	P&S	Akita15	EL383
Anadarko Arrowhead River K-35	60.5773	-122.8631	E	652	647	21-Mar-03	27-Mar-03	P&S	Shehtah4	EL383
Anadarko Arrowhead River O-38	60.6322	-122.8590	E	2330	2325.8	02-Feb-03	28-Feb-03	P&S	Nabors67E	EL383
Anadarko Liard P-16	60.4306	-123.5329	E	3125	3118.9	01-Feb-03	10-Apr-03	P&S	Akita40	EL383
Anadarko SW Arrowhead M-35	60.4159	-123.1231	E	737	732.3	03-Mar-03	08-Mar-03	P&S	Akita15	EL383
Anadarko West Bovie I-76	60.2597	-123.2228	E	804	585	23-Feb-03	01-Mar-03	P&S	Akita15	EL382
CDN Forest et al. Mount Coty 2K-02	60.1929	-123.5190	E	4741	4731.6	06-Apr-03	05-Sep-03	P&S	Akita62E	EL381
Chevron et al. Liard 2K-29	60.4784	-123.5850	D	3599	3592.3	26-Jan-03	26-Mar-03	P&S	Akita58E	PL09
CNRL et al. North Liard 3P-66B	60.5988	-123.6904	D	3338	3327.6	10-Apr-03	14-May-03	P&S	Akita58	PL10
Paramount et al. Cameron D-49	60.1362	-117.6491	D	1582	1577.5	07-Feb-03	19-Feb-03	P&S	Precision117	PL15
Paramount et al. Cameron F-73	60.0399	-117.4914	P	1459	1454.3	07-Mar-03	15-Mar-03	P&S	Precision117	PL04
Paramount et al. Cameron F-75	60.0748	-117.4864	P	1463	1462.5	10-Jan-03	23-Jan-03	P&S	Precision117	PL13
Paramount et al. Cameron H-58	60.1243	-117.6627	D	1562	1557.4	13-Feb-03	27-Feb-03	PR	Precision249	PL18
Paramount et al. Cameron K-74	60.0613	-117.4909	P	1465	1460.5	24-Jan-03	06-Feb-03	PR	Precision117	PL13
Paramount et al. Cameron M-49	60.1479	-117.6546	D	1505	1500.1	20-Feb-03	05-Mar-03	P&S	Precision117	PL15
Paramount et al. McKay Lakes K-36	60.2618	-123.3663	E	800	796	08-Mar-03	21-Mar-03	P&A	Precision117	EL382
Central Mackenzie Valley										
CNRL Behdzia Youh O-52	66.8658	-126.6650	E	1540	1535.1	03-Jan-03	10-Feb-03	P&A	Akita51	EL400
CNRL Belleh Dukeh D-63	66.7014	-126.7121	E	1570	1565.1	14-Feb-03	09-Mar-03	P&A	Akita51	EL400
Devlan Vintage Tree River C-36	67.2525	-131.8609	E	1878	1874.1	30-Jan-03	26-Feb-03	P&S	Gwich'en 26	EL386
Paramount et al. Nogha C-49	66.6348	-125.8933	E	1409	1403	26-Jan-03	01-Mar-03	P&S	Wilson3	SA
Paramount et al. Nogha M-17	66.6126	-125.8085	E	1471	1465	25-Feb-03	20-Mar-03	P&S	Wilson3	SA
Mackenzie Delta										
Chevron et al. Langley K-30	69.3251	-135.6103	E	1390	1395.3	19-Mar-03	12-Apr-03	P&S	Akita Equtak64	EL394
Devon et al. Itiginkpak F-29	69.3251	-135.6109	E	2000	1994.3	11-Feb-03	16-Mar-03	P&A	Akita Equtak65	EL405
PC Devon Nuna I-30	69.1596	-133.3358	E	3250	3240.3	07-Feb-03	21-Apr-03	P&S	Akita Equtak66	EL406

1 Class E = Exploratory, D = Delineation, P = Production
2 Status P&S = Plugged and Suspended, P&A = Plugged and Abandoned, PR = Production
3 Licence EL = Exploration Licence, SDL = Significant Discovery Licence, PL = Production Licence, SA = Sahtu Lands

ROYALTIES

Royalties paid from northern oil and gas production for the calendar year 2003 were $24,492,180 (net of Investment Royalty Credits [IRCs] $3,965,606). This year actual royalties were up over 2002 by 24 percent. However, IRCs were up by 227 percent while royalties paid were up by 12.6 percent.

The Sahtu and Gwich'en First Nations also share revenues as outlined by their Land Claim Agreements while the Deh Cho have been advanced a share of revenues as per their Interim Resource Development Agreement.

Regulatory amendments

Recent experience with royalty administration triggered a review of the royalty regulations and royalty assurance: both reviews commenced in 2002 and continued through 2003. Significant consultation occurred on approximately 40 issues during the 2003 calendar year resulting in approximately six contentious issues that are still to be resolved. Government put forth their preferred approach in an industry forum in October 2003 that provided industry an opportunity to seek clarification and put forth their concerns. Government has been promoting balancing both government and industry interests in addressing the final issues to ensure that the decisions are beneficial for northerners, business, and Canadians. With a meeting anticipated in the spring of 2004, much work has yet to be done, including the review of drafting instructions, before these amendments can be presented to industry and other stakeholders.

Electronic royalty infrastructure

During 2003, the Northern Oil and Gas Directorate initiated the development of an electronic royalty infrastructure. This infrastructure would support the industry in electronic royalty submission and support government in administering, assessing, and auditing royalties in order to provide royalty assurance on royalties collected from oil and gas in the North. Development will be phased and span an estimated two years, with priority areas for development focused on increasing the efficiency of current royalty submissions.

Oil and gas revenues (C$)

	1998	1999	2000	2001	2002[2]	2003[3]
Royalty[1]	6,967,456	7,138,169	13,433,264	24,656,709	21,751,369	24,492,180
Rentals	7,818	3,245	2,800	993	2,621	978
Issuance/ Registration Fees	2,052	16,766	51,589	12,733	17,800	5,471
Work Deposit Forfeitures	0	289,874	1,342,385	0	2,392,150	954,812
Total	6,977,326	7,448,054	14,830,038	24,670,435	24,163,940	25,453,441

1 Royalties that are collected are net of any outstanding Investment Royalty Credit balances.
2 IRCs for 2002 amounted to $1,210,473.
3 IRCs for 2003 amounted to $3,965,606.

Audits and assessments

One audit was undertaken this year and an outstanding audit was finalized. Significant issues were resolved with a number of companies this year, including addressing issues such as failure to file the required royalty submissions and failing to pay royalties — issues that resulted in payment of interest on outstanding royalties. As a result of these issues being resolved, the Northern Oil and Gas Directorate did not issue any assessments during 2003. An audit schedule was developed during 2003 that will guide the audits that are undertaken over the next five years. A three year agreement with Consulting and Audit Canada (CAC) was reached in 2003 where CAC will undertake audits on our behalf from 2003 to 2006.

FURTHER INFORMATION

Northern Oil and Gas Directorate

Please check our website first! www.ainc-inac.gc.ca/oil

Many sources of information on oil and gas, environmental, and land use matters originate with the Department of Indian Affairs and Northern Development. To obtain specific information, please include the appropriate contact listed in the sources below with the general mailing address for the department.

Mailing address:

Northern Oil and Gas Directorate
Department of Indian and Northern Affairs
Ottawa, ON K1A 0H4 Canada

Courier Only:
Northern Oil and Gas Directorate
6th Floor, 10 Wellington Street
Gatineau, QC K1A 0H4
Telephone: (819) 997-0877
Fax: (819) 953-5828
Internet: http://www.ainc-inac.gc.ca/oil

Information on the resource management regime, calls for nominations and bids, and other related information: Land Tenure – Telephone: (819) 997-0221

Information on registration procedures and regulations, exploration, significant discovery and production licences, transfers, notices, and maps: Rights Administrator/Registrar – Telephone: (819) 953-8529.

Information on northern exploration history and geological/geophysical activities: Senior Petroleum Geologist – Telephone: (819) 953-8722.

Information on Benefits Plan requirements associated with new exploration programs on land in the Northwest Territories is available from the department's Northwest Territories Regional office – Telephone: (867) 669-2618; and for Nunavut and northern offshore the information is available from the Northern Oil and Gas Directorate – Telephone: (819) 994-0348.

Information on royalty policy and royalty submissions: Manager, Fiscal Policy and Royalty Administration – Telephone: (819) 953-9488.

Petroleum Development and Benefits Division
Northwest Territories Regional Office
Department of Indian and Northern Affairs
4914-50th Street, P.O. Box 1500
Yellowknife, NWT X1A 2R3
Telephone: (867) 669-2618
Fax: (867) 669-2409

Other Sources of Information

Through the offices of the National Energy Board at the address below, information on the following is available:

- The Regulatory Support Office has information on exploration, development, production, pipeline transportation, and export.

- The Frontier Information Office provides access to maps, technical information, geological and geophysical reports, well history reports and records.

- The Environmental Directorate provides the Secretariat for the Environmental Studies Research Funds Management Board.

National Energy Board (NEB)
444 Seventh Avenue SW
Calgary, AB T2P 0X8
Telephone: (403) 292-4800
Fax: (403) 292-5503

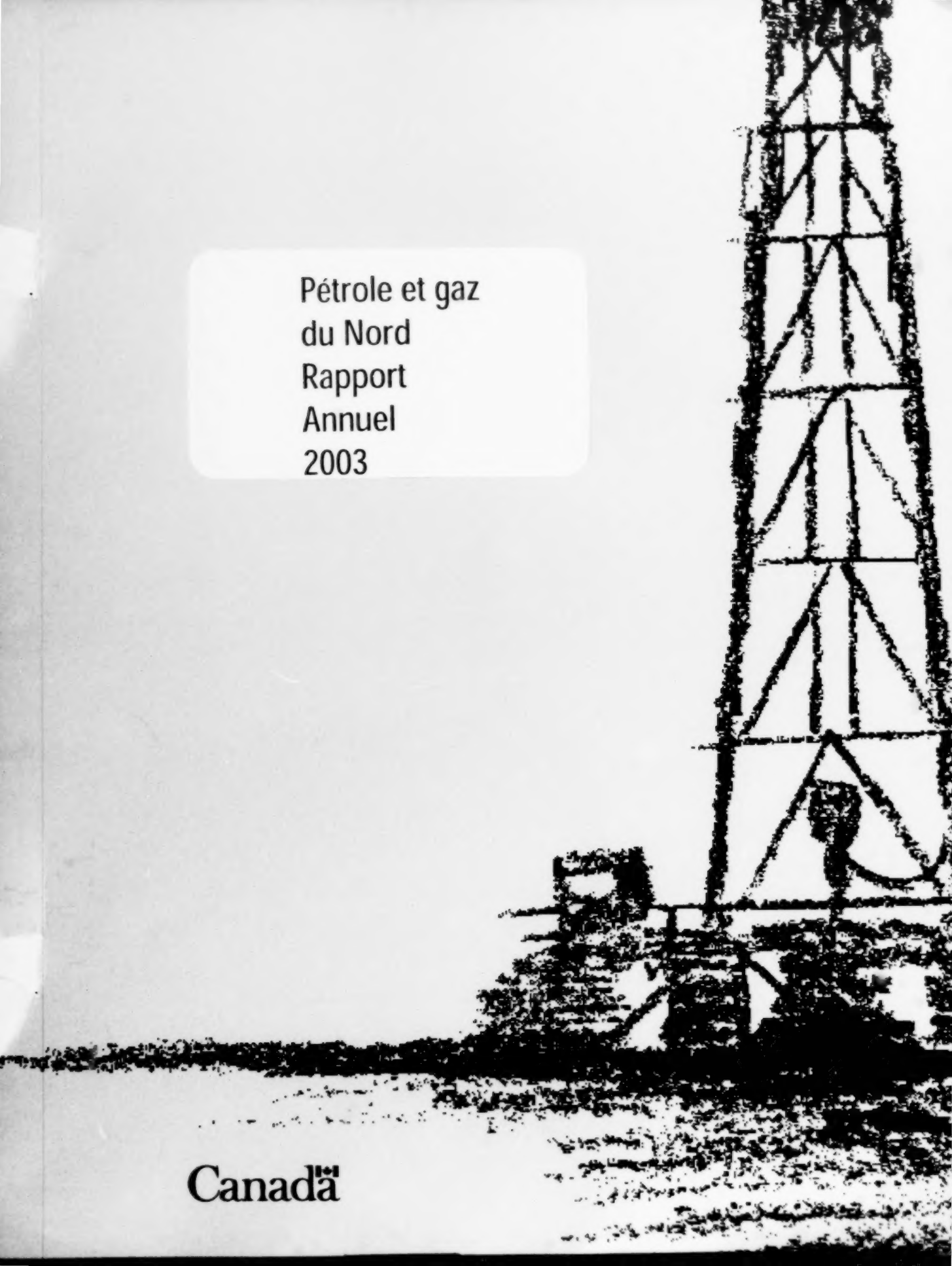
Geological Survey of Canada Calgary provides public viewing and sampling facilities for cores and samples, and information on wells drilled north of 60°N at its offices at:

Geological Survey of Canada Calgary
3303-33rd Street NW
Calgary, AB T2L 2A7
Telephone: (403) 292-7000
Fax: (403) 292-5377

Information on wells drilled in the Baffin Bay – Davis Strait region is available from:

Core Storage and Laboratory
Geological Survey of Canada Atlantic
Bedford Institute of Oceanography
P.O. Box 1006
Dartmouth, NS B2Y 4A2
Telephone: (902) 426-6127
Fax: (902) 426-4465
Email: hardy@agc.bio.ns.ca

Pétrole et gaz du Nord Rapport Annuel 2003



Canada

Pétrole et gaz du Nord Rapport Annuel 2003

La gestion des ressources pétrolières et gazières sur les terres de la Couronne au nord du 60e parallèle de latitude dans les Territoires du Nord-Ouest, le Nunavut et les régions extra-côtières du Nord est une responsabilité fédérale qu'assume la Direction du pétrole et du gaz du Nord, du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien.

La gestion des ressources pétrolières sur les terres de la Couronne est régie par des lois fédérales. La *Loi fédérale sur les hydrocarbures* et ses règlements régissent l'attribution et l'administration des droits de prospection et d'exploitation et établissent le régime des redevances. La *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* réglemente les opérations pétrolières et les retombées économiques qui en découlent. Le ministère s'occupe des questions foncières et de celles qui touchent aux redevances et aux retombées économiques au nom du ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien, tandis que l'Office national de l'énergie se charge d'approuver les opérations.

On peut trouver de l'information sur la gestion des ressources pétrolières et gazières dans le Nord en consultant le site Web suivant : http://www.ainc- inac.gc.ca/pétrole.

Indian and Northern Affairs Canada

Affaires indiennes et du Nord Canada

Canada

Publié avec l'autorisation de
l'honorable Andy Mitchell, C.P., député
Ministre des Affaires et du Nord canadien
Ottawa, 2004

© Ministre des Travaux publics et des Services gouvernementaux, Canada

This publication is also available in English under the title:
Northern Oil and Gas — Annual Report 2003

QS-8509-040-FF-A1
R71-47/2003F
0-662-76762-4

Message de l'honorable Andy Mitchell, C.P., député
ministre of Affaires indiennes et du Nord canadien

Le Nord canadien est en voie de devenir un des principaux fournisseurs d'énergie sûre dans les marchés nord-américains pour les années à venir. Les activités d'exploitation pétrolière et gazière ont repris dans le Nord. Les sociétés d'exploration ont déjà dépensé près d'un milliard de dollars au cours des cinq dernières années et nous sommes heureux qu'elles ont l'intention de poursuivre leurs activités d'exploration.

L'exploitation des ressources pétrolières et gazières du Nord procurera d'importants avantages économiques, financiers et sociaux aux territoires et aura des incidences positives sur la production, l'emploi et les revenus. Le développement sera aussi grandement favorisé par la construction d'un oléoduc jusque dans l'Arctique canadien. Le gouvernement du Canada répond à l'accroissement des activités d'exploitation pétrolière et gazière en investissant dans la recherche scientifique en vue d'assurer que le développement ne se fera pas aux dépens de l'environnement et en sensibilisant les Canadiens à ce sujet.

Le développement économique durable du Nord est une responsabilité partagée du gouvernement fédéral et des territoires, en partenariat avec les organisations autochtones, l'industrie et les autres intervenants clés. Les gens du Nord et les Canadiens d'un océan à l'autre bénéficieront des progrès économiques dans le Nord.

Je suis heureux de signaler que les niveaux d'activité générale des secteurs pétrolier et gazier dans le Nord ont été généralement maintenus tout au long de 2003 et que cette activité a continué à procurer de l'emploi et des débouchés commerciaux aux collectivités éloignées du Nord, en plus de valoir à l'industrie un certain nombre de succès dans le domaine de l'exploration.

Je vous invite à consulter ce rapport pour connaître les détails de l'exploration et de l'exploitation des ressources pétrolières et gazières dans le Nord du Canada au cours de l'année écoulée.

Conformément à l'article 109 de la Loi fédérale sur les hydrocarbures, je suis heureux de déposer devant le Parlement ce rapport annuel sur l'administration du pétrole et du gaz dans les Territoires du Nord-Ouest, au Nunavut et au large des côtes du Nord pour l'année qui a pris fin le 31 décembre 2003.

Le 5 mai 2004

Terres domaniales du Canada

Zone qui relève de la compétence du ministre
des Affaires indiennes et du Nord canadien

Table des matières

ACTIVITÉS DU SECTEUR DU PÉTROLE ET DU GAZ NATUREL DANS LE NORD 7
Points saillants 7
Paramètres fondamentaux du pétrole et du gaz et leur signification pour les activités dans le Nord 7
Tableau : Prix des produits de base 8
Tableau : Bilan des ressources découvertes 9
Ressources en gaz et en pétrole 9

GESTION DU PÉTROLE ET DU GAZ 11
Attribution des droits 11
Tableau : Permis de prospection délivrés parsuite d'appels d'offres 11
Tableau : Disposition des terres (en hectares) 12
Tableau : Type d'intérêt de disposition des terres 12
Attribution des intérêts en 2003 13
Administration des intérêts 13
Permis de prospection 13
Administration des dépôts de garantie 13
Tableau : Permis de prosepection 14
Retombées économiques 15
Considérations environnementales 15
Consultations 15
Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE) 16

ACTIVITÉS D'EXPLORATION DANS LE NORD 17
Activités dans le Nord 17
Sud des Territoires du Nord-Ouest 17
Figure : Nombre de puits forés 18
Figure : Production cumulative de gaz naturel (Sud des T.N.-O.) 19
Partie centrale de la vallée du Mackenzie 19
Bassin de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie 20
Nunavut, au large des côtes du Nord et au large de l'Arctique oriental 21

MISE EN VALEUR ET PRODUCTION 23
Tableau : Production de pétrole et de gaz 23
La partie centrale de la vallée du Mackenzie 24
Norman Wells 24
Le delta du Mackenzie 24
Ikhil 24

La partie sud des Territoires du Nord-Ouest 24
Pointed Mountain 24
Paramount à Fort Liard 24
Chevron à Fort Liard 25
Canadian Natural Resources Limited à Fort Liard 25
Paramount au sud-est de Fort Liard 25
Paramount aux collines Cameron 25
Carte : Les champs productifs dans la partie sud des Territoires du Nord-Ouest 26
Tableau : Statistique sur le forage - 2003 27

LES REDEVANCES 29
Les modifications d'ordre réglementaire 29
L'infrastructure électronique pour les redevances 29
Tableau : Les recettes tirées du pétrole et du gaz (en dollars canadiens) 29
Les vérifications et les évaluations 30

SOURCES DE RENSEIGNEMENTS ADDITIONNELLES 31
La Direction du pétrole et du gaz du Nord 31
Autres sources d'information 32

ACTIVITÉS DU SECTEUR DU PÉTROLE ET DU GAZ NATUREL DANS LE NORD

Points saillants

La poussée d'activités de forage observée cette année dans le sud des Territoires du Nord-Ouest met en évidence l'intérêt soutenu que démontre l'industrie du pétrole et du gaz naturel pour cette région. Plus au nord, les travaux d'exploration ciblant les collines Collville, dans la région centrale de la vallée du Mackenzie, ont aussi donné des résultats encourageants. Notamment, l'annonce des deux puits de gaz naturel, sur des terres du Sahtu détenues et gérées par des Autochtones, ont été couronnés de succès. Ces résultats constituent un bon augure pour la réalisation d'activités conduisant à l'étape de mise en valeur de ces ressources.

L'annonce selon laquelle un puits de gaz a été découvert suite à l'exécution de nouveaux travaux de forage dans le delta du Mackenzie est aussi très encourageante, car elle souligne l'énorme potentiel de cette région en matière de production soutenue de gaz et de distribution, grâce à un futur gazoduc dans la vallée du Mackenzie. En juin, le projet de gazoduc a franchi une autre étape qui le rapproche encore de sa réalisation, soit la publication d'une *trousse d'information préliminaire pour un projet gazier dans la vallée du Mackenzie* élaborée par un consortium de sociétés pétrolières et gazières. Ce document servira d'amorce au processus de réglementation, en prévision d'une future demande de permis.

L'exécution de travaux de forage d'extension dans deux champs situés dans le sud des Territoires du Nord-Ouest a permis la remise en production d'un champ gazier et la mise en production d'une nouvelle exploitation pétrolière dans les collines Cameron. À la fin de 2003, on comptait six champs gaziers et deux champs pétroliers en production au nord du 60e parallèle. Des quantités importantes de pétrole, qui ont été acheminées vers l'Alberta grâce au pipeline de la société Enbridge, provenaient de Norman Wells qui constitue toujours un des plus importants champs pétroliers du Canada en matière de ressources restant en place. Le gaz naturel provenant de cinq champs situés aux Territoires du Nord-Ouest a quant à lui été acheminé par trois pipelines jusqu'en Alberta et en Colombie-Britannique. Le pétrole de la nouvelle exploitation des collines Cameron, située dans le sud des Territoires du Nord-Ouest, a été mélangé à du gaz dans un pipeline reliant cette région au nord de l'Alberta. Les niveaux de production globaux ont quelque peu fléchi par rapport à l'année passée, mais les prix élevés des produits de base ont toutefois entraîné une hausse significative des redevances.

Paramètres fondamentaux du pétrole et du gaz et leur signification pour les activités dans le Nord

En 2003, les prix moyens du gaz naturel ont atteint un niveau qui était presque le double de celui de l'année précédente. Le prix moyen du marché en Alberta s'est maintenu au-dessus de la barre des 5 $ le gigajoule ($/GJ), alors que le prix moyen mensuel a atteint un sommet en mars, soit 8,45 $/GJ. Les efforts déployés pour accroître les quantités stockées,

qui avaient diminué au cours de l'hiver précédent, ont permis de maintenir les prix à un niveau constant tout au cours de l'été. À la fin de l'année, les prix du marché de l'Alberta ont clôturé au-dessus de la barre des 6 $/GJ, tendance qui s'est poursuivie au début de 2004.

Les prix du pétrole ont aussi été relativement élevés pendant toute l'année. Le prix moyen annuel du brut canadien à Edmonton s'est établi à 274,1 dollars par mètre cube ($/m^3), ce qui constitue une hausse de 8 p. 100 par rapport à 2002. Les prix du pétrole étant restés relativement élevés tout au cours de l'année, les consommateurs ont eu moins tendance à remplacer le gaz naturel par un autre combustible, ce qui a maintenu la demande de gaz naturel et ses prix à un niveau élevé.

La campagne de forage de 2003 dans l'Ouest canadien devrait permettre d'atteindre un nombre record de puits forés (source : communiqué de presse de la Canadian Association of Drilling Contractors, 20 octobre 2003). Le forage semble surtout cibler les gisements de gaz, mais le nombre accru de puits forés est en grande partie attribuable à ceux ciblant des gisements peu profonds renfermant des réserves moins importantes, car le forage de ces puits est moins coûteux et prend moins de temps. Ce regain d'activité indique que le potentiel de découverte et de mise en valeur de gisements de gaz plus importants dans le Nord suscite un intérêt croissant, et ce, malgré la hausse des coûts propres à chaque puits.

Malgré l'accroissement des travaux de forage et de la demande intérieure, la production canadienne de gaz naturel a fléchi de 3,8 p. 100 par rapport à 2002, et les exportations aux États-Unis ont diminué de 5,8 p. 100 (source : Statistique Canada, Le Quotidien, février 2004). Cette tendance baissière contrastait ave une augmentation globale de la production de pétrole, en grande partie attribuable à l'accroissement des travaux de mise en valeur des sables bitumineux en Alberta. D'autre part, la demande accrue de gaz naturel pour exécuter ces mêmes travaux sera en partie responsable du maintien des prix du gaz dans l'Ouest canadien, où la plus grande partie de la production de gaz du Nord est vendue.

Dans le rapport de 2003 de l'Office national de l'énergie (ONE), intitulé *L'avenir énergétique au Canada : scénarios sur l'offre et la demande jusqu'en 2025*, on indique que la mise en production de ressources et leur distribution dans un système de canalisation de la vallée du Mackenzie devraient être réalisées d'ici 2010, et qu'une augmentation de la capacité devrait avoir lieu dès 2015. Si l'exécution du projet de pipeline s'effectue dans les délais prévus, la production de gaz naturel du Nord devrait représenter de 10 à 15 p. 100 de la production canadienne d'ici 2025. Toutefois, on souligne aussi dans le rapport de l'ONE qu'il existe une grande incerti-

Prix des produits de base

	Janvier 2003	Décembre 2003	Moyenne 2003
Pétrole ($CAN/m^3) (prix moyen à Edmonton)	316,65	259,33	274,10
Gaz ($CAN/GJ) [prix moyen AECO (marché intérieur)]	6,04	5,32	6,31

Source : Ressources naturelles Canada

Bilan des ressources découvertes*

Région	Pétrole brut 10^6 m^3	Millions de barils	Gaz naturel 10^9 m^3	Billions de pieds cubes
Territoires du Nord-Ouest	70,5	(443)	178,3	(6,3)
Nunavut	0,9	(6)	190,7	(6,7)
Zone extracôtière de l'Arctique	193,0	(1214)	506,5	(17,9)
Total	264,4	(1663)	875,5	(30,9)

*Compilation et intégration de plusieurs sources publiées. Les ressources réelles sur le terrain peuvent avoir été sous-estimées ou surestimées

Ressources en gaz et en pétrole

Selon les estimations, les Territoires du Nord-Ouest, le Nunavut et les zones extracôtières de l'Arctique recèlent quelque 33 p. 100 des ressources en gaz naturel récupérables par les méthodes classiques et 25 p. 100 des ressources récupérables résiduelles en pétrole brut léger (Drummond Consulting, 2002 — rapport non publié).

Les ressources potentielles en gaz naturel se divisent plus ou moins entre les Territoires du Nord-Ouest (2,3 x 10^{12} m^3 ou 82 billions de pieds cubes — Bpc) et le Nunavut (2,0 x 10^{12} m^3 — 71 Bpc). (Ces données comprennent la partie qui repose sous les zones extracôtières qui bordent les territoires). Le potentiel ultime des Territoires du Nord- Ouest en pétrole brut est estimé à 0,9 x 10^9 m^3 (5,7 milliards de barils), alors que le potentiel du Nunavut est évalué à 0,43 x 10^9 m^3 (2,7 milliards de barils). Les régions du Nord qui se sont avérées les plus riches, tant sur le plan des découvertes que du potentiel, comprennent le bassin de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie, le bassin de Sverdrup des îles de l'Arctique, le centre de la vallée du Mackenzie et le bassin de la rivière Liard dans le sud des Territoires du Nord-Ouest. 32en que toutes ces régions offrent un bon potentiel et aient fait l'objet d'explorations et de découvertes importantes, elles demeurent sous-explorées.

Malgré l'éloignement de la plupart des infrastructures de production existantes, les plus accessibles de ces ressources potentielles reposent dans un vaste corridor qui s'étend entre les montagnes Rocheuses et le Bouclier canadien, depuis la limite provinciale par 60 degrés de latitude nord (60° N.) jusqu'à la mer de Beaufort. On estime que cette région, incluant la grande partie des Territoires du Nord-Ouest et les zones extracôtières adjacentes, contient 49 p. 100 du gaz récupérable et 58 p. 100 du pétrole du Nord canadien, le bassin de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie étant de loin le plus riche.

Au nord du 60e parallèle, le sud des Territoires du Nord-Ouest est la région qui produit actuellement la plus grande quantité de gaz naturel et le champ pétrolifère Norman Wells, dans le centre de la vallée du Mackenzie, continue d'être le principal

producteur de pétrole. Dans le bassin de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie, on s'attend à ce que les grands champs gazifères aux îles de Taglu et de Niglintgak, ainsi qu'au lac Parsons, soient les principaux champs productifs dans le cadre du projet gazier Mackenzie. Quelque 50 autres découvertes faites dans ce bassin se prêteraient à une mise en valeur éventuelle, notamment la découverte d'Amauligak, un important gisement extracôtier de gaz et de pétrole. En outre, le delta du Mackenzie recèle un potentiel de ressources en gaz non classiques sous forme d'hydrates de gaz. D'importantes accumulations d'hydrates de gaz reposent sous le pergélisol dans le delta du Mackenzie : celles-ci renferment des quantités de méthane qui, d'après les estimations, dépassent largement le potentiel en gaz naturel classique dans le bassin. Les hydrates de gaz ont fait l'objet de recherches scientifiques à l'échelle internationale réparties sur plusieurs années. Alors que la rentabilité de cette ressource reste à démontrer, les recherches récentes au puits Mallik permettent d'évaluer le potentiel de production.

Même si, à l'heure actuelle, on n'envisage pas une mise en valeur classique des ressources des îles de l'Arctique, en raison de leur éloignement, le potentiel de ces ressources se compare à celui des ressources en gaz naturel de la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie. Les découvertes les plus prometteuses se trouvent dans le bassin de Sverdrup où des activités d'exploration antérieures ont démontré l'existence des importants champs gazifères Drake Point et Hecla, situés à proximité l'un de l'autre, qui offrent des ressources combinées de 182×10^9 m^3 (6,5 Bpc).

GESTION DU PÉTROLE ET DU GAZ

Attribution des droits

Le ministère fournit annuellement à l'industrie l'occasion d'obtenir des droits de prospection dans les Territoires du Nord-Ouest, dans certaines régions du Nunavut et au large des côtes dans le Nord canadien. Ces droits de prospection sont assujettis à des modalités établies aux termes de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* (LFH) et approuvées par la population du Nord.

Chaque appel d'offres est précédé d'un appel de demandes de désignation. Ce dernier permet à l'industrie de préciser les lots de terres d'intérêt. Le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien consulte les groupes autochtones afin de s'assurer que leurs points de vue ont été pris en considération dans le processus d'attribution des droits.

Les droits de prospection sur les terres de la Couronne sont attribués à la suite d'une invitation ouverte à soumissionner. On utilise un seul critère d'évaluation des soumissions pour déterminer le soumissionnaire retenu. Ce critère est généralement la valeur monétaire des travaux proposés pour la première période du projet visé par le permis. Le projet doit prévoir le forage d'un puits au cours de la première période du permis afin que la durée du permis soit prolongée pour une deuxième période.

Conformément aux dispositions des ententes sur le règlement des revendications territoriales, le ministère a consulté les collectivités et les organismes autochtones au sujet des conditions d'attribution des droits et d'autres questions connexes, et ce, avant l'attribution des droits. Le ministère s'emploie également à établir des mesures qui répondront aux besoins des secteurs non touchés par le règlement de revendications territoriales, principalement dans le sud des Territoires du Nord-Ouest, et qui leur offriront des possibilités de développement économique.

Des appels de demandes de désignation ont été lancés à la fin de l'année 2002 concernant

Permis de prospection délivrés parsuite d'appels d'offres

Région	Nombre de permis et date d'émission	Durée du permis (en années)
Sud des T.N.-O. (Fort Liard)	8 en janier 1995	pour 7 ans (4+3)
	6 en avril 1996	pour 7 ans (4+3)
Partie centrale de la vallée du Mackenzie	8 en mai 1995	pour 9 ans (5+4)
	6 en mars 1996	pour 9 ans (5+4)
	7 en mai 1997	pour 8 ans (4+4)
	6 en août 2000	pour 8 ans (4+4)
	5 en septembre 2001	pour 8 ans (4+4)
	1 en mai 2003	pour 8 ans (4+4)
Delta du Mackenzie/mer de Beaufort	4 en septembre 1999	pour 9 ans (5+4)
	9 en août 2002	pour 9 ans (5+4)
	2 en mai 2002	pour 9 ans (5+4)

la partie centrale de la vallée du Mackenzie, le delta du Mackenzie / la mer de Beaufort ainsi que l'archipel arctique de Nunavut et les zones extracôtières environnantes; les dates de clôture étaient échelonnées en décembre 2002 et janvier 2003 pour les trois zones.

Le 7 janvier 2003, date de clôture du processus de désignation pour la zone du delta du Mackenzie / mer de Beaufort, aucune offre n'avait été reçue. L'appel de demandes de désignation pour l'archipel arctique de Nunavut a pris fin le 14 janvier 2003 et encore une fois, aucune offre n'avait été reçue. L'appel de demandes de désignation pour la partie centrale de la vallée du Mackenzie, qui a pris fin en décembre 2002, a reçu une offre. La parcelle désignée a été affichée à l'appel d'offres subséquent qui a pris fin le 27 mai 2003. Le 28 mai 2003, le soumissionnaire retenu a été annoncé et le permis de prospection numéro 421 (EL421) a été émis.

À la fin de l'année civile (2003), nous attendions le 30 janvier 2004, date de clôture des offres pour les trois régions nordiques. Toute parcelle désignée sera soumise à un appel d'offres lancé au début du mois de février qui demeurera en vigueur pour la durée obligatoire minimale de 120 jours.

Disposition des terres (en hectares)

Région	Permis de prospection	Permis de production	Permis de découverte importante	Total
Archipel arctique	0	1 224	332 882	334 106
Mer de Beaufort	745 467	16 618	171 450	933 535
Zone extracôtière arctique orientale	931 640	0	11 184	1 805 324[1*]
Baie d'Hudson	0	0	0	126 376[2*]
Delta du Mackenzie	1 006 233	2 506	109 937	1 118 676
Vallée du Mackenzie	1 796 187	31 271	83 401	1 939 650[3*]

*Anciens permis et/ou locations de pionniers
[1] Inclut 862 500 hectares en zone à accès restreint/en vertu d'anciens droits
[2] Inclut 126 376 hectares en zone à accès restreint/en vertu d'anciens droits
[3] Inclut 28 791 hectares en vertu d'anciens droits

Type d'intérêt de disposition des terres

Région	Permis de prospection	Permis de production	Permis de découverte importante	Anciens droits*
Archipel arctique	0	1	20	0
Mer de Beaufort	3	1	31	0
Zone extracôtière arctique orientale	1	0	1	30
Baie d'Hudson	0	0	0	8
Delta du Mackenzie	12	1	34	0
Vallée du Mackenzie	23	16	29	17

*Anciens permis et/ou locations de pionniers

Attribution des intérêts en 2003

Un nouveau permis de prospection a été émis à la suite d'un appel d'offres réussi dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie, soit le permis EL421 à la société Canadian Forest Oil Ltd.

Un permis de découverte importante a été émis à la société Paramount (SDL122) dans la région de Fort Liard, dans la partie sud des Territoires du Nord-Ouest pour des terres qui relevaient autrefois du permis de prospection EL369.

Deux autres permis de production (PL017 et PL018) ont été émis à la société Paramount Resources Ltd. pour la région des collines Cameron des Territoires du Nord-Ouest, ce qui porte à six le nombre de permis de production émis pour la région des collines Cameron au cours des deux dernières années.

Administration des intérêts

Permis de prospection

À la fin de l'année 2003, il y avait 40 permis de prospection actifs, ce qui inclut les permis de prospection pour lesquels des permis de découverte importante ont été appliqués en attente de la décision de l'Office national de l'énergie (ONE) relativement aux demandes de déclaration de découverte importante d'après les travaux de prospection menés. L'ONE étudie les données soumises par le demandeur en appui à sa demande de déclaration de découverte importante.

Chaque permis de prospection émis à la suite d'un appel d'offres requiert que le détenteur de l'intérêt soumette 25 p. 100 des dépenses liées aux travaux en dépôt. Pour que la deuxième période du contrat ait lieu, il faut qu'un puits ait été foré au cours de la première période. Au cours de la deuxième période, les frais de location sont remboursés.

Le dépôt requis pour les travaux de la première période et les locations de la deuxième période sont remboursables dès l'achèvement et l'approbation des travaux entrepris dans le cadre du permis. L'administration des dépôts inclut l'application des dépenses permises qui sont présentées lorsque les travaux de prospection sont terminés. L'administration des dépôts se poursuit tout au long de l'année lors de la réception des nouveaux dépôts pour les locations de la deuxième période et/ou lorsque des modifications sont apportées à ceux qui font déjà partie du système.

Administration des dépôts de garantie

Dépôts remboursables au cours de la première période (remboursement de 1 $ pour chaque 4 $ dépensés) = ± 173 millions de $
Locations remboursables au cours de la deuxième période (remboursement de 1 $ pour chaque 1 $ dépensé) = ± 11 millions de $

Permis de prosepection

Permis	Superficie (en ha)	Titulaire[1]	Émission (a.m.j)	Puits doit être foré avant le (a.m.j)		Expiration (a.m.j)	Dépenses prévues dans la soumission ($)
Zone extracôtière de l'est de l'Arctique							
EL297[2]	931 640	CanNat Resources Inc.	1998.07.14	2007.07.14		2007.07.14	
Mer de Beaufort et delta du Mackenzie							
EL317[3]	175 810	Talisman Energy Inc.	1986.10.05	s.o.		s.o.	s.o.
EL329[3]	349 982	BP Canada Energy Res.	1987.09.05	s.o.		s.o.	s.o.
EL384[4]	86 685	Encana West Ltd.	1997.01.06	2006.01.05		2006.01.05	—
EL385[4]	128 327	Encana West Ltd.	1997.01.06	2006.01.05		2006.01.05	—
EL393	72 474	Burlington Resources Can.	1999.09.18	2004.09.17		2008.09.17	35 550 000,00
EL394	73 155	Burlington Resources Can.	1999.09.18	2004.09.17	√	2008.09.17	42 375 000,00
EL403	75 650	Shell Canada	2000.08.15	2005.08.14		2009.08.14	35 000 000,00
EL404	73 608	BP Canada Energy Res.	2000.08.15	2005.08.14		2009.08.14	76 675 288,00
EL405	76 307	Petro-Canada	2000.08.15	2005.08.14	√	2009.08.14	46 454 620,66
EL406	72 523	Petro-Canada	2000.08.15	2005.08.14	√	2009.08.14	81 876 595,88
EL407	71 515	Anadarko Canada Corp.	2000.08.15	2005.08.14		2009.08.14	2 421 350,84
EL417	18 912	Chevron Canada	2002.05.14	2007.05.13		2011.05.13	13 200 000,00
EL418	37 436	Devon ARL Corp.	2002.05.14	2007.05.13		2011.05.13	1 100 000,00
EL419[5]	147 822	Petro-Canada	2002.04.18	2004.09.17	√[7]	2008.09.17	105 293 760,00
EL420[5]	338 469	Devon ARL Corp.	2002.08.15	2005.08.15		2009.08.14	224 069 655,56
Partie continentale du sud des Territoires du Nord-Ouest							
EL365[6]	20 635	Canadian Forest Oil Ltd.	1995.01.23	1999.01.22	√	2002.01.22	1 500 000,00
EL369[6]	25 737	Paramount Resources	1995.01.23	1999.01.22	√	2002.01.22	8 765 580,00
EL380[6]	25 606	Canadian Forest Oil Ltd.	1996.04.10	2000.04.09	√	2003.04.09	2 200 000,00
EL381[6]	15 422	Paramount Resources	1996.04.10	2000.04.09	√	2003.04.09	6 250 000,00
EL382[6]	25 335	Paramount Resources	1996.04.10	2000.04.09	√	2003.04.09	1 100 000,00
EL383[6]	25 515	Paramount Resources	1996.04.10	2000.04.09	√	2003.04.09	1 224 400,00
Partie continentale du centre de la vallée du Mackenzie							
EL373	99 560	Devlan Exploration	1996.03.27	2001.03.26	√	2005.03.26	1 226 000,00
EL374	139 890	Devlan Exploration	1996.03.27	2001.03.26	√	2005.03.26	1 042 000,00
EL386	117 650	Devlan Exploration	1997.05.05	2001.05.04	√	2005.05.04	1 072 000,00
EL391	31 967	Northrock Resources Ltd.	1997.05.05	2001.05.04	√	2005.05.04	4 000 000,00
EL392	23 652	Encana West Ltd.	1997.05.05	2001.05.04	√	2005.05.04	8 466 460,00
EL397	134 565	Northrock Resources Ltd.	2000.08.01	2004.07.31		2008.07.31	16 580 000,00
EL398	133 480	Encana West Ltd.	2000.08.01	2004.07.31		2008.07.31	1 000 000,00
EL399	120 496	Apache Oil	2000.08.01	2004.07.31		2008.07.31	8 400 000,00
EL400	118 060	Cdn Natural Resource Ltd.	2000.08.01	2004.07.31	√	2008.07.31	17 500 000,00
EL401	128 584	EOG Resources Can. Inc.	2000.08.01	2004.07.31	√	2008.07.31	12 750 000,00
EL402	128 718	Devon ARL Corp.	2000.08.01	2004.07.31		2008.07.31	1 243 789,00
EL412	68 772	Canadian Forest Oil Ltd.	2001.09.18	2005.09.17		2009.09.17	1 867 911,00
EL413	80 464	Devlan Exploration	2001.09.18	2005.09.17		2009.09.17	2 000 000,00
EL414	84 880	Apache Oil	2001.09.18	2005.09.17		2009.09.17	10 750 000,00
EL415	83 216	Hunt Oil	2001.09.18	2005.09.17		2009.09.17	1 260 000,00
EL416	80 510	Northrock Resources Ltd.	2001.09.18	2005.09.17		2009.09.17	1 526 430,00
EL421	79 668	Canadian Forest Oil Ltd.	2003.05.28	2007.05.28		2011.05.28	1 108 650,00

1 Les titulaires au moment de la rédaction du présent rapport, soit en mars 2004.
2 Modifié conformement au paragraph 26(4) de la LFH, délivré originalement aux termes du Règlement sur les terres pétrolieres et gazières du Canada.
3 Frappé par une ordonnance d'interdiction de poursuivre les travaux.
4 Échange de terre contre les permis du cap Bathurst.
5 La fusion des permis de prospection en conformité avec le paragraphe 25(3) de la Loi fédérale sur les hydrocarbures.
6 Restant en vigueur en conformité avec l'article 27 de la LFH.
7 Notons que, selon les modalités de la fusion, un seul puits peut ne pas être suffisant pour toutes les terres en cause.
√ Exigence en ce qui a trait au puits satisfaite à la fin de l'année. Le forage d'un puits d'exploration ou de délimitation avant la fin de la période 1de la durée de validite est une condition préalable à l'obtention de la tenure pour la période 2.

Retombées économiques

Le secteur des hydrocarbures continue de manifester le potentiel d'une composante considérable de l'économie du Nord. Des niveaux élevés d'activité dans les domaines de l'exploration et de la mise en valeur près de Fort Liard et dans les collines Cameron, ainsi que, dans une moindre mesure, dans le delta du Mackenzie et la partie centrale de la vallée du Mackenzie, ont entraîné la création d'un nombre important d'emplois et d'importantes occasions de formation et d'approvisionnement pour les résidents et les entreprises du Nord. L'activité d'exploration ciblant les hydrocarbures et le gaz reste importante dans la région de Colville Lake. Les niveaux d'emploi et de conclusion de contrats commerciaux découlant d'existantes et de nouvelles activités d'exploration et de mise en valeur dans le secteur des hydrocarbures ont été particulièrement élevés à Fort Liard. Bien que l'activité d'exploration ait diminué, les résidents et les entreprises du Nord ont continué à répondre de manière positive aux occasions résultant de l'activité dans le domaine des hydrocarbures et à en profiter. Lorsque des travaux d'exploration et de mise en valeur ciblant les hydrocarbures sont entrepris au Canada septentrional, le promoteur doit assurer un accès complet et équitable à tous les résidents et toutes les entreprises du Nord, aux emplois, à la formation et aux occasions d'affaires tout en accordant la priorité aux personnes qualifiées résidant dans les communautés de la région. Le caractère saisonnier de l'emploi s'inscrit bien dans l'économie de nombreuses collectivités, à la fois traditionnelle et basée sur des salaires.

Depuis 2001, la Division de l'exploitation pétrolière et des avantages du ministère, à Yellowknife, assume la responsabilité principale de l'administration des plans de retombées économiques dans les T.N.-O., travaillant en collaboration étroite avec la Direction du pétrole et du gaz du Nord pour mener à bien la période de transition. Le personnel de la division a rencontré les Inuvialuit, les Premières nations et les collectivités du Nord dans le but de mieux comprendre leurs points de vue et leurs préoccupations au sujet des retombées économiques et de mieux faire comprendre au grand public pourquoi la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* exige des plans de retombées économiques. La Division de l'exploitation pétrolière et des avantages joue maintenant un plus grand rôle au chapitre des consultations sur l'attribution des droits, auprès des collectivités du Nord concernées.

Considérations environnementales

Consultations

Avant de lancer un appel de demandes de désignation, des consultations ont lieu auprès des groupes autochtones du Nord pour répertorier les zones sensibles sur le plan environnemental, y compris celles qui présentent un intérêt particulier pour des raisons culturelles ou spirituelles. Le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien consulte également les autres ministères fédéraux et les organismes gouvernementaux des territoires. Les facteurs environnementaux jouent également un rôle important dans l'attribution des permis d'utilisation du sol

et des eaux et de toutes les autorisations de travail. Les résultats de ce processus de consultation se reflètent dans les modalités des demandes de désignation et des appels d'offres.

Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE)

Aux termes de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* (LFH), le Fonds pour l'environnement (FEE) finance des études environnementales et sociales liées à l'exploration et à la mise en valeur des ressources en hydrocarbures provenant des terres domaniales.

Faisant fond sur la reprise des activités liées au pétrole et au gaz dans le Nord et anticipant le besoin permanent de nouvelles recherches, le conseil de gestion du FEE a prolongé son programme d'étude pour 2003, grâce à une cotisation acceptée par les représentants de l'industrie et approuvée par le ministre. Les fonds amassés durant 2003 totalisent 527 000 $.

En 2003 le FEE a permis le financement d'un certain nombre de programmes dont :

- L'évaluation des effets possibles de l'exploration sur le phoque annelé et le phoque barbu dans la zone près du rivage de la partie orientale de la mer de Beaufort.
- Une étude visant à déterminer les effets de l'exploration sismique sur les oiseaux migrateurs nicheurs et leurs habitats au Refuge d'oiseaux de l'île Kendall.
- Un projet d'analyse et de cartographie sur système d'information géographique visant à intégrer les données de relevés de la sauvagine et des oiseaux aquatiques dans le delta du Mackenzie.
- Le prolongement de l'étude sur les rejets de déchets de l'année dernière dans le cadre duquel une équipe technique conseil, composée de représentants de l'industrie, de consultants, de représentants des Inuvialuit et de représentants du gouvernement, a tenu un atelier dans le Nord afin d'aider à l'élaboration de lignes directrices et de pratiques exemplaires pour les bassins à boues dans le delta du Mackenzie.
- L'évaluation de l'efficacité des produits anti-poissons à utiliser sous la glace dans le delta du Mackenzie.
- Dans la région du plateau de la Liard dans le sud des Territoires du Nord-Ouest, une étude d'évaluation des impacts des lignes sismiques sur les oiseaux chanteurs forestiers.

Le FEE est géré par l'Office national de l'énergie au nom du ministre. Pour obtenir plus d'information, consulter le site Web du FEE à l'adresse www.esrfunds.org.

ACTIVITÉS D'EXPLORATION DANS LE NORD

Activités dans le Nord

Les dépenses d'exploration ciblant le pétrole et le gaz naturel ont atteint 182 millions de dollars (M$) en 2003. Cette somme comprend les coûts estimés des travaux d'exploration, des forages de délimitation et de développement, des travaux de complétion et d'abandon de puits, ainsi que des programmes de levés géophysiques et d'études géologiques. Les nombreuses activités réalisées au cours de la saison de forage dans le sud des Territoires du Nord- Ouest n'ont pas réussi à compenser la diminution marquée des projets d'acquisition de données sismiques géophysiques dans le delta du Mackenzie au cours de la dernière année, ce qui a entraîné une baisse des dépenses globales par rapport à 2002.

En 2003, on a amorcé le forage de 27 nouveaux puits, ce qui constitue une hausse prononcée comparativement à 2002. Toutefois, le nombre de mètres forés a presque doublé et a atteint 52 725 m. La plus grande partie des puits forés, soit dix-neuf, l'ont été dans le sud des Territoires du Nord-Ouest. Ils comprenaient huit puits d'exploration, huit puits de délimitation et trois puits de production.

Les travaux de forage ont commencé le 10 janvier 2003 dans le sud des Territoires du Nord-Ouest, suite à une période de gel tardif, et dans le delta du Mackenzie, ils ont été entrepris le 7 février. Les activités de forage d'hiver ont été interrompues le 8 avril dans le sud des Territoires du Nord-Ouest, mais elles ont repris après la débâcle printanière, dans les installations accessibles par des routes utilisables en toute saison. Dans le delta du Mackenzie, les travaux de forage se sont poursuivis jusqu'au 21 avril. Le mois de décembre a été relativement doux, et à la fin de l'année, aucun forage de nouveau puits n'avait été amorcé.

En 2003, l'Office national de l'énergie a autorisé douze programmes géophysiques et géologiques, comparativement à 30 en 2002. Les douze programmes comprenaient cinq programmes d'acquisition de données sismiques totalisant 586 km de levés bidimensionnels et 194 km carrés de levés tridimensionnels, ainsi que quatre programmes de prélèvement d'échantillons géologiques et géochimiques, deux programmes d'études géotechniques et un programme de retraitement de données sismiques sans composante de champ.

Sud des Territoires du Nord-Ouest

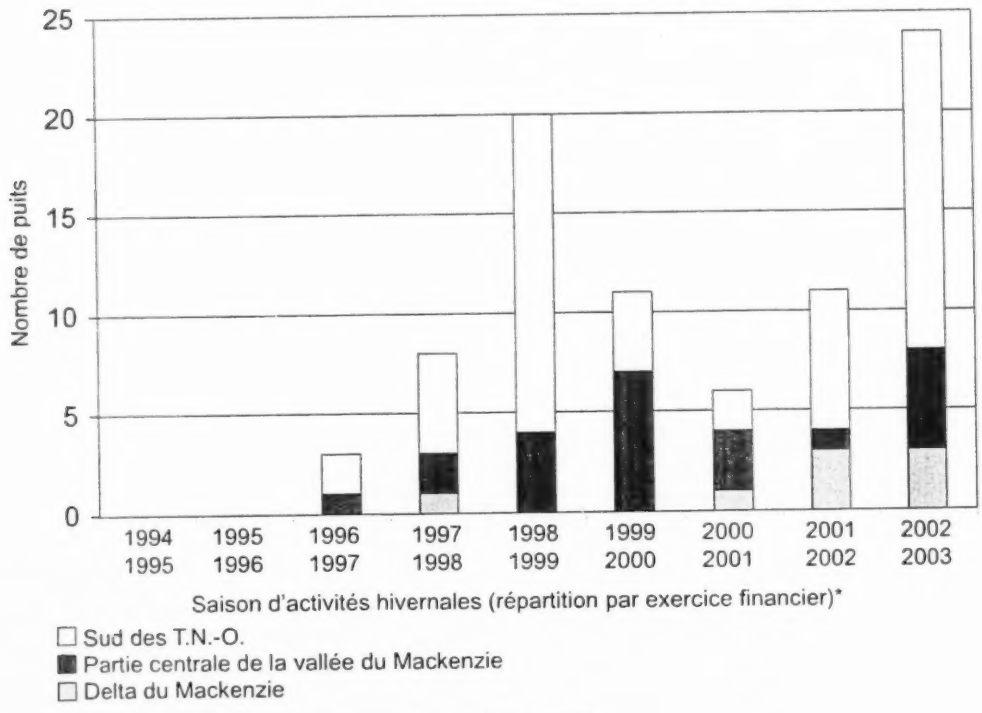
Dans la région de Fort Liard, le nombre de forages d'exploration a fait un bond impressionnant; onze puits d'exploration et deux puits de développement y ont en effet été forés. Deux puits d'exploration ont été forés dans les contreforts situés à l'ouest de Fort Liard. Dans cette région, les puits ciblent habituellement la dolomie de la formation de Manetoe datant du Devonien moyen, dont est constitué le réservoir des champs Liard et Pointed Mountain. Le forage du puits Anadarko Liard P-16 a été interrompu à 3118,9 m de profondeur et il a été bouché et provisoirement abandonné. Le fonds du sondage de ce puits est situé sur les terres visées par le permis EL380, à l'est du champ Liard de Chevron. Sur les terres visées par le permis EL381, à quelque cinq kilomètres

au sud-ouest de Fort Liard, la Canadian Forest Oil a foré le puits Mount Coty 2K-02, jusqu'à une profondeur de 4731,6 m. Deux puits de développement ont aussi été forés, soit le puits Chevron et al. Liard 2K-29 dans le champ Liard et le puits North Liard 3P-66B de Canadian Natural Resources. Les travaux de complétion de ces deux puits les ont menés à l'étape de puits producteurs de gaz naturel.

Un programme de forage de puits d'exploration et de délimitation a été réalisé par Anadarko à l'est de la rivière Liard, sur les terres visées par le permis EL383. Le forage de ces puits latéraux du bassin de Liard permet d'accéder à la formation de Slave Point, qui se trouve maintenant à une distance inférieure à la profondeur de forage, dans la direction nord-sud du linéament de la faille de Bovie. Cinq des puits ont été forés à une profondeur équivalant à celle de cette cible, et les trois autres, à moins grande profondeur, plus à l'ouest. La société indique que le programme a remporté d'importants succès et elle a déposé quatre demandes d'attestation de découverte importante.

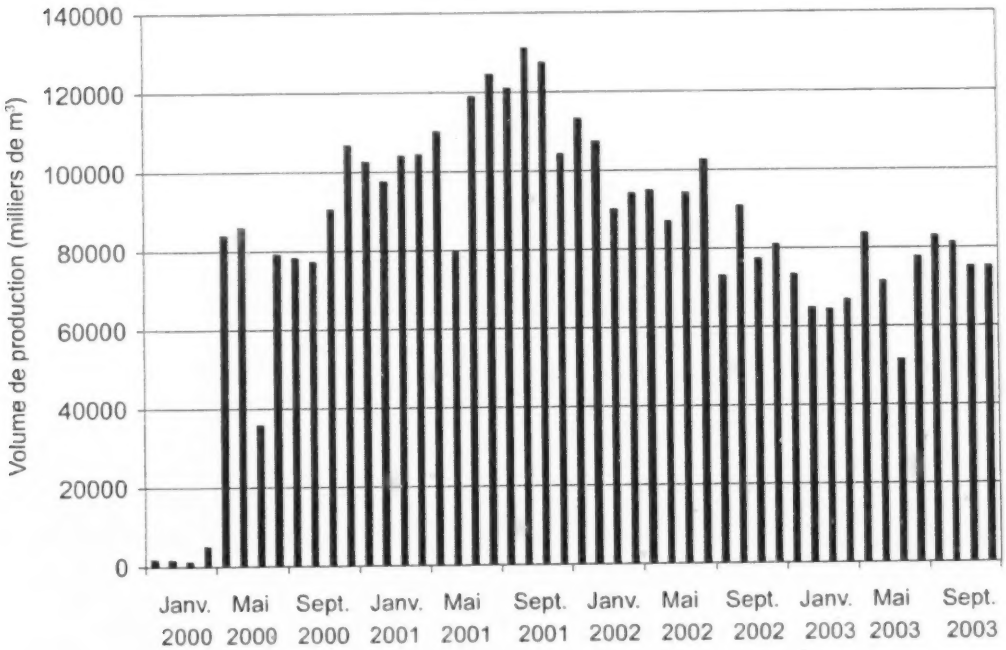
À la fin de 2003, on a interrompu le forage des puits Anadarko Arrowhead River F-56 et K-35, en attendant de reprendre les travaux au cours de la nouvelle année. Dans la région centrale du bassin de Liard, deux autres puits d'exploration ont été forés sur

Nombre de puits forés



*Ne comprend pas les forages de développement effectués à Norman Wells

Production cumulative de gaz naturel (Sud des T.N.-O.)



les terres visées par le permis EL382, soit le puits Anadarko West Bovie I-76 et le puits Paramount et al. Mackay Lakes K-36.

La société Paramount a poursuivi le programme de forage de développement dans les collines Cameron. De janvier à mars 2003, elle a foré six puits de développement et de production additionnels, à des profondeurs situées entre 1450 et 1600 m. À la fin de l'année, le puits Paramount et al. Cameron H-58 avait atteint l'étape de puits producteur de gaz naturel, et les puits Cameron F-73 et K-74, celle de puits producteurs de pétrole.

En 2003, le sud des Territoires du Nord-Ouest a connu une chute importante des programmes d'acquisition de données sismiques, par rapport à l'année précédente. Un seul programme de levés sismiques tridimensionnels, totalisant 77 kilomètres carrés, a été réalisé par la société Trace Exploration dans les terres des collines Cameron visées par le permis détenu par la Paramount. Le programme visait l'exécution de travaux de développement sur le terrain, et dans les autres régions du sud des Territoires du Nord-Ouest, aucun programme de travaux d'exploration sismique, sur une base exclusive ou non, n'a été exécuté.

Partie centrale de la vallée du Mackenzie

Les collines Colville s'étendent sur une vaste zone de la région de Sahtu où l'on a prouvé la présence de gaz naturel dans des grès cambriens. La société Canadian Natural Resources Limited a foré deux puits d'exploration dans les terres visées par le

permis EL400, au nord-ouest de la découverte appelée « Bele », située dans les terres visées par l'attestation de découverte importante SDL023. On rapporte que le forage des puits Behdzia Youh O-52 et Belleh Dukeh D-63, à des profondeurs respectives de 1540 m et de 1570 m, n'a pas porté fruit, si bien qu'ils ont été bouchés et condamnés.

Plus à l'est dans la région de Sahtu, dans des terres privées détenues en vertu d'un accord de concession, les sociétés Paramount Resources Ltd. et Apache Canada Ltd. ont foré les puits d'exploration Nogha C-49 et Nogha M-17 jusqu'à 1400 m et 1500 m de profondeur respectivement. Le forage de ces deux puits visait le gaz naturel de la Formation de Mount Clarke.

Par ailleurs, la société Devlan Exploration Inc. a foré un puits dans les terres visées par le permis EL386. Le puits Devlan Vintage Tree River C-36 a été foré jusqu'à 1876 m de profondeur pour ensuite être bouché et fermé.

La société Trace Exploration a réalisé deux programmes de levés sismiques exclusifs pour le compte d'Apache Canada Ltd. Elle a exécuté un programme de levés sismiques bidimensionnels de reconnaissance de 157 km aux environs du lac Maunoir, sur les terres visées par le permis EL399, dans les collines Colville, puis un programme de levés sismiques bidimensionnels héliportés de 60 km en août et en septembre, au voisinage du lac Turton, au- dessus des terres visées par le permis EL414.

Bassin de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie

Trois nouveaux puits d'exploration ont été forés dans le delta du Mackenzie. Chevron Canada Resources a annoncé la découverte de gaz naturel au puits North Langley K-30, qui a été foré jusqu'à 1395,3 m de profondeur, dans les terres visées par le permis EL394. Le puits a recoupé des quantités économiquement exploitables de gaz naturel qui se sont écoulées à un taux de 510×10^3 m^3 (18 Mpi^3 par jour) au moyen d'une duse réglable.

Les sociétés Petro-Canada et Devon ARL Corporation ont foré le puits Nuna I- 30 dans les terres visées par le permis EL406, juste au nord du champ Parsons Lake, sur la péninsule Tuktoyaktuk. Le forage de ce puits a été interrompu à 3240,3 m de profondeur et n'a pas été repris avant la fin de l'année. Dans les terres visées par le permis EL405, la Devon ARL Corporation a foré le puits Devon et al. Itiginkpak F-29 jusqu'à 1994,3 m de profondeur pour ensuite le bouché et le condamné.

Bien que l'on ait activement recueilli des données sismiques en 2002, beaucoup moins de travaux géophysiques ont été exécutés dans le delta du Mackenzie en 2003. En effet, seulement deux programmes y ont été réalisés en 2003, comparativement à 15 en 2002. La société Encana West Ltd. a réalisé un programme de levés bidimensionnels de 369 km sur les terres visées par le permis EL384 et un programme de levés tridimensionnels de 117 km^2 sur les terres visées par le permis EL385. Le contrat d'acquisition de données a été octroyé à Verri-Illuq.

Parmi les autres activités réalisées par l'industrie, mentionnons les travaux

géophysiques exécutés sur le terrain par deux équipes de recherche, un programme d'échantillonnage géochimique mené dans le delta du Mackenzie et un programme géotechnique extracôtier.

Nunavut, au large des côtes du Nord et au large de l'Arctique oriental

En 2003, aucun programme d'exploration ciblant le pétrole ou le gaz naturel n'a été entrepris au Nunavut, au large du Nord ou au large de l'Arctique oriental.

MISE EN VALEUR ET PRODUCTION

À la fin de l'année, sept champs pétroliers et gaziers étaient en production dans les Territoires du Nord-Ouest. Aucun champ ne l'était cependant au Nunavut ou au large des côtes dans les eaux de l'Arctique. Parmi les champs en production, quatre champs gaziers et un champ pétrolier et gazier se trouvent dans la partie sud des Territoires du Nord-Ouest, le champ pétrolier de Norman Wells dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie et le champ gazier Ikhil dans le delta du Mackenzie.

La production totale de gaz naturel dans les Territoires du Nord-Ouest s'élevait à 980,4 x 10^6 m^3 en 2003, soit 18 p. 100 de moins que l'année précédente (voir le tableau *Production cumulative de gaz naturel* à la page 19). La baisse de production a été en partie atténuée par la mise en service de puits additionnels au champ de Chevron à Fort Liard et à ceux de Paramount dans les collines Cameron. La production a repris au champ de CNRL, aussi à Fort Liard, après une phase d'attente prolongée et la production pétrolière s'est amorcée dans les collines Cameron.

La production totale de pétrole se situait à 1 283,1 x 103 m^3 (8,1 millions de barils). Quoique 98 p. 100 de cette production venaient du champ pétrolier de Norman Wells, une production additionnelle de pétrole a été mise en service dans la partie sud des Territoires du Nord-Ouest. Le champ de Paramount dans les collines Cameron produit du pétrole ainsi que du gaz qui sont acheminés par un pipeline mixte relié à une usine de transformation juste au sud du 60e parallèle en Alberta.

Production de pétrole et de gaz

	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Production de pétrole (milliers de m^3)						
Norman Wells* (G001)	1561,7	1549,1	1434,3	1432,2	1375,4	1254,6
Collines Cameron (G010)	—	—	—	—	1,1	28,5
Total	**1561,7**	**1549,1**	**1434,3**	**1432,2**	**1376,5**	**1283,1**
Production de gaz (millions de m^3)						
Norman Wells* (G001)	132,8	126,5	125,6	130,2	123,3	108,6
Pointed Mountain (G003)	25,2	21,0	17,1	9,1	Phase d'attente	Phase d'attente
Ikhil (G005)	—	3,3	10,0	13,2	14,8	15,2
Paramount à Fort Liard (G006 – « F-36 »)	—	—	66,3	71,8	38,8	16,5
Chevron à Fort Liard (G007 – « K-29 »)	—	—	490,1	1213,6	834,1	680,3
CNRL à Fort Liard (G008 – « P-66A »)	—	—	60,1	1,8	Phase d'attente	9,8
Paramount au sud-est de Fort Liard (G009 – « N-01 »)	—	—	—	33,2	61,9	51,1
Collines Cameron (G010)	—	—	—	—	124,1	98,9
Total	**158,0**	**150,8**	**769,2**	**1472,9**	**1197,0**	**980,4**

*Nota : le code de champ « G00X » est attribué par l'Office national de l'énergie.

La partie centrale de la vallée du Mackenzie

Norman Wells
(Code de champ G001)

Le champ pétrolier de Norman Wells, exploité par Pétrolière Impériale Ressources Limitée, s'étend au-delà du fleuve Mackenzie à la latitude 65°20' N. Le réservoir de pétrole est un récif de la formation de Kee Scarp. Ce champ est le point de départ de l'oléoduc de Norman Wells. Ce pipeline de 300 millimètres (12 pouces), exploité par Enbridge Inc, s'étend sur 866 kilomètres vers le sud, du champ de Norman Wells jusqu'à Zama en Alberta.

En 2003, la production s'élevait à 1 254,6 x 10^3 m^3 (7,9 millions de barils), soit une baisse de 8 p. 100 par rapport à l'année précédente. À la fin de 2003, la production cumulative du champ de Norman Wells se situait à 34,8 x 10^6 m^3 (215,6 millions de barils). Le gaz produit à partir du pétrole sert principalement de combustible d'usine ou est injecté à nouveau et de petites quantités sont brûlées à la torche. En plus du pétrole brut, 8,2 x 10^3 m^3 (52 000 barils) de liquides de gaz naturel ont été produits et ajoutés au courant des liquides.

Le delta du Mackenzie

Ikhil
(Code de champ G005)

Le champ gazier d'Ikhil est exploité par AltaGas. Ce champ est situé dans le delta du Mackenzie, à 50 kilomètres au nord d'Inuvik, dans les Territoires du Nord-Ouest. Ce champ, initialement découvert en 1983, n'a pas été mis en valeur avant 1999. Le réservoir se trouve dans les sables Taglu (la formation de Reindeer) de l'ère Éocène, à une profondeur d'environ 1 100 mètres. Le gaz est livré au moyen d'un pipeline souterrain de 120 millimètres (6 pouces) jusqu'à Inuvik où il est utilisé pour la production d'électricité et comme source de combustible pour la ville. La production en 2002 était de 15,2 x 10^6 m^3 (0,54 milliard de p^3) et la production cumulative se situait à 57,5 x 10^6 m^3 (2,032 milliards de p^3). Le champ continue de produire à partir de deux puits (K-35 et J-35) sans qu'il n'y ait de production d'eau apparente. Les périodes de pointe dans la production sont attribuables à la demande locale élevée durant les mois d'hiver.

La partie sud des Territoires du Nord-Ouest

Pointed Mountain
(Code de champ G003)

Ce champ a été mis en phase d'attente en octobre 2001. L'exploitant du champ, Énergie BP Canada, a remis en marche trois puits en juin 2003 : Pointed Mountain G-62, A-55 et P-53A ont été abandonnés.

Paramount à Fort Liard « F36 »
(Code de champ G006)

Ce champ, exploité par Paramount Resources, est situé à 25 kilomètres au sud-est de Fort Liard dans les Territoires du Nord-Ouest. Le gaz est produit à partir de la formation Mississippian Mattson à environ 2

000 mètres de profondeur. Le gaz est acheminé sur 24 kilomètres vers le sud par un pipeline de 324 millimètres (12 pouces) jusqu'à une usine de transformation près de Maxhamish Lake, en Colombie-Britannique. En dépit de deux puits additionnels en production (F-36 et O-35), à la fin de l'année 2003, la production se chiffrait à 16,5 x 10^6 m^3 (0,59 milliard de p^3), soit une baisse de 57 p. 100 par rapport à l'année précédente, amenant ainsi la production cumulative à se situer en fin d'année à 193,4 x 10^6 m^3 (6,83 milliards de p^3).

Chevron à Fort Liard « K-29 » (Code de champ G007)

Le champ Liard, exploité par Chevron Canada, se trouve dans les contreforts au nord- ouest de Fort Liard dans les Territoires du Nord-Ouest et à l'ouest de la rivière Liard. Le réservoir de gaz est la formation Devonian Nahanni dans une structure de contrefort à environ 3 000 mètres sous la surface. Le gaz y est légèrement corrosif. Le gaz est acheminé par un pipeline de 46 kilomètres jusqu'aux installations d'Énergie Canada BP à Pointed Mountain, où il est relié à l'actuel terminus au nord du réseau de pipeline de la Société WestCoast.

Un autre puits de production, Liard 2K-29, a été mis en service en avril 2003. Le champ produit actuellement à partir de quatre puits, K-29, 2K-29, M-25 et F-25A. La production totale du champ s'élevait à 680,3 x 10^6 m^3 (24 milliards de p^3) en 2003 et à la fin de la même année, la production cumulative se situait à 3 218 x 10^6 m^3 (113,6 milliards de p^3). Grâce à l'ajout d'un autre puits productif, la production en fin d'année était comparable à celle obtenue en 2002.

Canadian Natural Resources Limited à Fort Liard « P-66A » (Code de champ G008)

L'exploitant est revenu au site P-66 en 2003 et a procédé au forage du puits 3P-66B de North Liard. Ce puits est entré en production et a été exploité de juin à la fin d'octobre. La production de gaz s'est élevée à 9,8 x 10^6 m^3 (0,35 milliard de p^3), mais une production d'eau élevée a entraîné la mise en phase d'attente du puits vers la fin de l'année.

Paramount au sud-est de Fort Liard « N-01 » (Code de champ G009)

La production annuelle du puits unique dans ce champ était de 51,1 x 10^6 m^3, soit une baisse de 20 p. 100 par rapport à l'année précédente. À la fin de l'année, la production cumulative se situait à 146,2 x 10^6 m^3 (5,2 milliards de p^3) avec certains condensats.

Paramount aux collines Cameron (Code de champ G010)

Les collines Cameron se trouvent dans la partie sud des Territoires du Nord-Ouest juste au nord du 60e parallèle et à l'ouest de la route du Mackenzie. Des découvertes de pétrole et de gaz ont entraîné une période de forages exploratoires à la fin des années 1980 et au début des années 1990. Récemment, Paramount a entrepris dans ce champ un programme de forage aux fins de mise en valeur. En 2003, six nouveaux puits ont été forés.

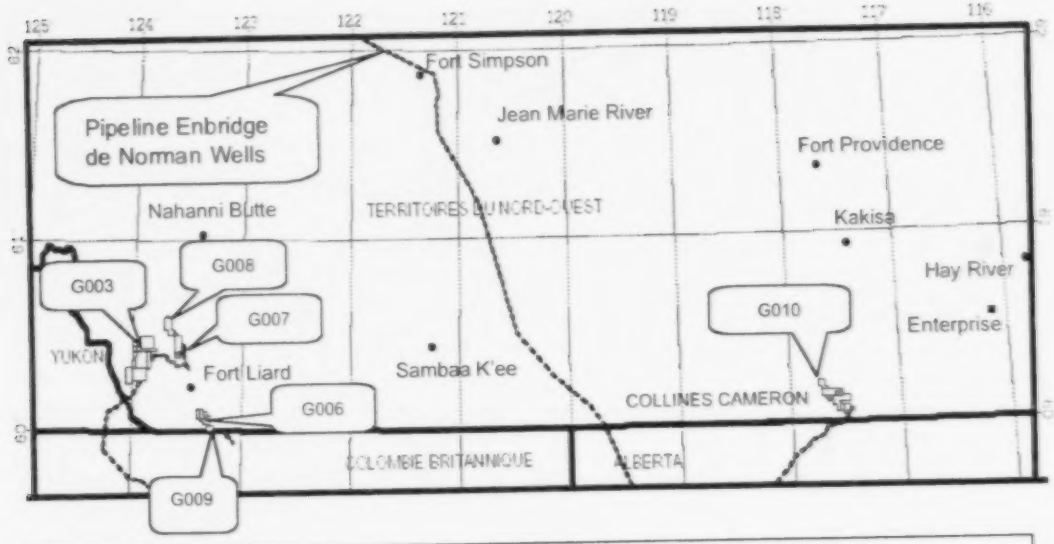
La production de gaz dans ce champ a commencé en mars 2002. À la fin de 2003, quatre puits (A-73, C-50, N-28 et H-58) produisaient du gaz. Un des puits (J-37) a été mis en phase d'attente en novembre. Durant l'année, la production s'est chiffrée

à 98,8 x 10^6 m^3 (3,49 milliards de p^3) tandis que la production cumulative s'élevait pour sa part à 223 x 10^6 m^3 (7,88 milliards de p^3).

La production soutenue de pétrole dans ce champ s'est amorcée en mars 2003. Pour la majorité du reste de l'année, le pétrole était produit à partir de quatre puits (C-74, K-74, H-03 et F-73) et en fin d'année, la production cumulative s'élevait à 28 482 m^3 (179 146,1 barils).

Le pétrole et le gaz sont tous deux acheminés par un pipeline de petit diamètre qui s'étend sur 15 kilomètres jusqu'à une usine de transformation près de Bistcho Lake, en Alberta.

Les champs productifs dans la partie sud des Territoires du Nord-Ouest



nom du champ	code de champ	permis
Pointed Mountain	G003	PPL01-09
Paramount à Fort Liard « F-36 »	G006	PL07, PL08
Chevron à Fort Liard « K-29 »	G007	PL09, PL11
Canadian Natural Resources Ltd. à Fort Liard « P-66A »	G008	PL10
Paramount au sud-est de Fort Liard « N-01 »	G009	PL12
Paramount dans les collines Cameron	G010	PL03-05, PL13-18

Statistique sur le forage - 2003

Puits	Lat.	Long.	Classe[1]	Profondeur(m)	Mètres 2003	Début	Arrêt du forage	Situation[2]	Appareil de forage	Permis[3]
Partie sud des Territoires du Nord-Ouest										
Anadarko Arrowhead River C-55	60,5680	-122,9295	D	3004	2998,9	09 févr. 2003	18 mars 2003	P&S	Shehtah4E	EL383
Anadarko Arrowhead River F-56	60,5917	-122,9295	D	2480	2473,1	05 mars 2003	26 mars 2003	P&S	Shehtah5E	EL383
Anadarko Arrowhead River I-75	60,5784	-122,9757	D	2878	2873	25 janv. 2003	18 févr. 2003	P&S	Shehtah5E	EL383
Anadarko Arrowhead River J-74	60,5598	-122,9814	E	824	819,5	10 mars 2003	16 mars 2003	P&S	Akita15	EL383
Anadarko Arrowhead River K-35	60,5773	-122,8631	E	652	647	21 mars 2003	27 mars 2003	P&S	Shehtah4	EL383
Anadarko Arrowhead River O-38	60,6322	-122,8590	E	2330	2325,8	02 févr. 2003	28 févr. 2003	P&S	Nabors67E	EL383
Anadarko Liard P-16	60,4306	-123,5329	E	3125	3118,9	01 févr. 2003	10 avr. 2003	P&S	Akita40	EL383
Anadarko SW Arrowhead M-35	60,4159	-123,1231	E	737	732,3	03 mars 2003	08 mars 2003	P&S	Akita15	EL383
Anadarko West Bovie I-76	60,2597	-123,2228	E	804	585	23 févr. 2003	01 mars 2003	P&S	Akita15	EL382
CDN Forest *et al.* Mount Coty 2K-02	60,1929	-123,5190	E	4741	4731,6	06 avr. 2003	05 Sep 2003	P&S	Akita62E	EL381
Chevron *et al.* Liard 2K-29	60,4784	-123,5850	D	3599	3592,3	26 janv. 2003	26 mars 2003	P&S	Akita58E	PL09
CNRL *et al.* North Liard 3P-66B	60,5988	-123,6904	D	3338	3327,6	10 avr. 2003	14 mai 2003	P&S	Akita58	PL10
Paramount *et al.* Cameron D-49	60,1362	-117,6491	D	1582	1577,5	07 févr. 2003	19 févr. 2003	P&S	Precision117	PL15
Paramount *et al.* Cameron F-73	60,0399	-117,4914	P	1459	1454,3	07 mars 2003	15 mars 2003	P&S	Precision117	PL04
Paramount *et al.* Cameron F-75	60,0748	-117,4864	P	1463	1462,5	10 janv. 2003	23 janv. 2003	P&S	Precision117	PL13
Paramount *et al.* Cameron H-58	60,1243	-117,6627	D	1562	1557,4	13 févr. 2003	27 févr. 2003	PR	Precision249	PL18
Paramount *et al.* Cameron K-74	60,0613	-117,4909	P	1465	1460,5	24 janv. 2003	06 févr. 2003	PR	Precision117	PL13
Paramount *et al.* Cameron M-49	60,1479	-117,6546	D	1505	1500,1	20 févr. 2003	05 mars 2003	P&S	Precision117	PL15
Paramount *et al.* McKay Lakes K-36	60,2618	-123,3663	E	800	796	08 mars 2003	21 mars 2003	P&A	Precision117	EL382
Partie centrale de la vallée du Mackenzie										
CNRL Behdzia Youh O-52	66,8658	-126,6650	E	1540	1535,1	03 janv. 2003	10 févr. 2003	P&A	Akita51	EL400
CNRL Belleh Dukeh D-63	66,7014	-126,7121	E	1570	1565,1	14 févr. 2003	09 mars 2003	P&A	Akita51	EL400
Devlan Vintage Tree River C-36	67,2525	-131,8609	E	1878	1874,1	30 janv. 2003	26 févr. 2003	P&S	Gwich'en 26	EL386
Paramount *et al.* Nogha C-49	66,6348	-125,8933	E	1409	1403	26 janv. 2003	01 mars 2003	P&S	Wilson3	SA
Paramount *et al.* Nogha M-17	66,6126	-125,8085	E	1471	1465	25 févr. 2003	20 mars 2003	P&S	Wilson3	SA
Delta du Mackenzie										
Chevron *et al.* Langley K-30	69,3251	-135,6103	E	1390	1395,3	19 mars 2003	12 avr. 2003	P&S	Akita Equtak64	EL394
Devon *et al.* Itiginkpak F-29	69,3251	-135,6109	E	2000	1994,3	11 févr. 2003	16 mars 2003	P&A	Akita Equtak65	EL405
PC Devon Nuna I-30	69,1596	-133,3358	E	3250	3240,3	07 févr. 2003	21 avr. 2003	P&S	Akita Equtak66	EL406

1 Classe E = exploratoire, D = délimitation, P = production
2 Situation P&S = bouché et en suspens, P&A = bouché et abandonné, PR = production
3 Permis ELL = permis d'exploration, SDL = permis pour découverte importante, PL = permis de production, SA = terres des Sahtu

LES REDEVANCES

Les redevances versées sur la production du pétrole et du gaz dans le Nord se sont élevées à 24 492 180 dollars (excluant les crédits de redevances sur l'investissement [CRI] de 3 965 606 dollars) pour l'année civile 2003. Cette année, les redevances réelles ont connu une hausse de 24 p. 100 par rapport à 2002. Par contre, les CRI ont augmenté de 227 p. 100 tandis que les redevances versées s'étaient accrues de 12,6 p. 100.

Les Premières nations des Sahtu et des Gwinch'en ont aussi reçu une part des recettes conformément à leurs ententes sur les revendications territoriales tandis que les Deh Cho ont reçu une avance sur leur part des recettes, tel que prévu dans leur entente provisoire sur le développement des ressources.

Les modifications d'ordre réglementaire

L'expérience récente entourant l'administration des redevances a déclenché un examen des règlements s'appliquant aux redevances ainsi que de l'assurance relative aux redevances : les deux examens ont commencé en 2002 pour se poursuivre durant l'année 2003. Des consultations approfondies ont été menées sur environ 40 questions durant l'année civile 2003 et ont permis de cerner six problèmes litigieux qu'il reste encore à régler. Le gouvernement a présenté à l'industrie l'approche qu'il privilégiait à l'occasion d'un forum en octobre 2003 qui a donné à l'industrie la possibilité de demander des précisions et de présenter ses préoccupations. Le gouvernement préconise un juste équilibre entre les intérêts du gouvernement et de l'industrie dans la résolution de ces questions finales pour assurer que les décisions prises sont à l'avantage des résidants du Nord, des entreprises et des Canadiens. Une rencontre est prévue au printemps de 2004 et il reste encore beaucoup de travail à faire, notamment une étude des instructions aux rédacteurs législatifs avant que les modifications soient présentées à l'industrie et aux autres intervenants.

L'infrastructure électronique pour les redevances

Durant l'année 2003, la Direction du pétrole et du gaz du Nord a entrepris d'élaborer une infrastructure électronique pour les redevances. Cette infrastructure devrait

Les recettes tirées du pétrole et du gaz (en dollars canadiens)

	1998	1999	2000	2001	2002[2]	2003[3]
Redevances[1]	6 967 456	7 138 169	13 433 264	24 656 709	21 751 369	24 492 180
Locations	7 818	3 245	2 800	993	2 621	978
Assurance/frais d'enregistrement	2 052	16 766	51 589	12 733	17 800	5 471
Renonciation aux dépôts sur les travaux	0	289 874	1 342 385	0	2 392 150	954 812
Total	6 977 326	7 448 054	14 830 038	24 670 435	24 163 940	25 453 441

1 Les redevances recueillies n'incluent pas les soldes en suspens des crédits de redevances sur l'investissement.
2 Les CRI en 2002 s'élevaient à 1 210 473 dollars.
3 Les CRI en 2003 s'élevaient à 3 965 606 dollars.

assister l'industrie dans la présentation des redevances sous forme électronique et aider le gouvernement dans l'administration, l'évaluation et la vérification des redevances de manière à pouvoir procurer une assurance sur les redevances tirées du pétrole et du gaz dans le Nord. L'élaboration s'échelonnera sur une période de deux ans et se concentrera en priorité sur l'accroissement de l'efficience des présentations actuelles des redevances.

Les vérifications et les évaluations

Une vérification a été entreprise cette année et une vérification en suspens a été achevée. Des problèmes importants ont été réglés avec un certain nombre d'entreprises cette année, notamment l'omission de soumettre les présentations de redevances requises et l'omission de verser les redevances - des problèmes qui ont occasionné le paiement d'intérêts sur les redevances non acquittées. En raison de la résolution de ces problèmes, la Direction du pétrole et du gaz du Nord n'a pas produit d'évaluations durant 2003. Un calendrier des vérifications a été élaboré en 2003 qui guidera la réalisation des vérifications au cours des cinq prochaines années. Une entente échelonnée sur trois ans a été conclue avec Conseils et Vérification Canada (CVC) selon laquelle CAC entreprendra les vérifications pour le compte de la Direction de 2003 à 2006.

SOURCES DE RENSEIGNEMENTS ADDITIONNELLES

La Direction du pétrole et du gaz du Nord

Veuillez d'abord consulter notre site Web à l'adresse www.ainc-inac.gc.ca/oil

Affaires indiennes et du Nord Canada compte plusieurs sources d'information sur le pétrole et le gaz, l'environnement et l'utilisation des terres. Pour obtenir des renseignements précis, veuillez inclure le nom de la source appropriée dont la liste est donnée plus bas, accompagné de l'adresse postale générale du Ministère.

Adresse postale
Direction du pétrole et du gaz du Nord
Affaires indiennes et du Nord Canada
Ottawa (Ontario) K1A 0H4
Canada

Par messager seulement
Direction du pétrole et du gaz du Nord
6e étage, 10, rue Wellington
Gatineau (Québec) K1A 0H4
Téléphone : (819) 997-0877
Télécopieur : (819) 953-5828
Internet : http://www.ainc-inac.gc.ca/oil

Des renseignements sur le régime de gestion des ressources, des demandes de nominations et de soumissions, et d'autres informations connexes : Régime foncier - Téléphone : (819) 997-0221.

Des renseignements sur les procédures et les règlements concernant l'enregistrement, les permis d'exploration, de production et reliés aux découvertes importantes, les transferts, les notifications, et les cartes - Administrateur des droits, Bureau du directeur, téléphone : (819) 953-8529.

De l'information sur l'histoire de l'exploration dans le Nord et sur les activités géologiques et géophysiques - Géologue pétrolier principal, téléphone : (819) 953-8722.

De l'information sur les exigences du régime des avantages associé aux nouveaux programmes d'exploration sur les terres dans les Territoires du Nord-Ouest est disponible auprès du bureau régional du Ministère dans les Territoires du Nord-Ouest - Téléphone : (867) 669-2618; pour le Nunavut et le large des côtes dans le Nord, l'information est disponible auprès de la Direction du pétrole et du gaz du Nord - Téléphone : (819) 994-0348.

Des renseignements sur la politique des redevances et la présentation des redevances - Gestionnaire, Politique financière et Administration des redevances - Téléphone : (819) 953-9488.

Division du développement du pétrole et des avantages
Bureau régional des Territoires du Nord-Ouest
Affaires indiennes et du Nord Canada
4915, 50e rue, Case postale 1500
Yellowknife (T. N.-O.) X1A 2R3
Téléphone : (867) 669-2618
Télécopieur : (867) 669-2409

Autres sources d'information

On peut obtenir aussi de l'information aux bureaux de l'Office national de l'énergie, à l'adresse ci-dessous :

- Bureau du soutien à la réglementation : renseignements sur l'exploration, la mise en valeur, la production, le transport par pipeline et l'exportation;

- Bureau d'information sur les terres domaniales : cartes, information technique, rapports géologiques et géophysiques et rapports et dossiers sur l'histoire des puits.

- Direction générales de l'environnement : secrétariat du conseil de gestion du Fonds pour l'étude de l'environnement.

Office national de l'énergie
444 - 7e Avenue Sud-Ouest
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Téléphone : (403) 292-4800
Télécopieur : (403) 292-5503

La Commission géologique du Canada (Calgary) offre l'accès aux installations publiques de consultation et d'échantillonnage des carottes et des échantillons, ainsi qu'à l'information sur les puits forés au nord du 60e parallèle :

Commission géologique du Canada (Calgary)
3303 - 33e Rue Nord-Ouest
Calgary (Alberta) T2L 2A7
Téléphone : (403) 292-7000
Télécopieur : (403) 292-5377

Information sur les puits forés dans la baie de Baffin, région du détroit de Davis :

Entreposage des carottes et laboratoire
Commission géologique du Canada (Atlantique)
Institut océanographique de Bedford
C.P. 1006
Dartmouth (Nouvelle-Écosse) B2Y 4A2
Téléphone : (902) 426-6127
Télécopieur : (902) 426-4465
Internet : hardy@agc.bio.ns.ca

Indian and Northern Affairs Canada
Affaires indiennes et du Nord Canada